



**Zusammenstellung der Stellungnahmen zur öffentlichen Anhörung
am Dienstag, dem 6. Dezember 2022
15:15 bis 17:15 Uhr, MELH, Sitzungsaal 3.101**

**Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur
Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen
BT-Drucksache 20/4685**

siehe Anlagen



Sachverständigenliste Öffentliche Anhörung

Kerstin Andreae

Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
A-Drs. 20(25)255

Wolfram Axthelm

Bundesverband WindEnergie e.V.
A-Drs. 20(25)244

Bundesvereinigung der Kommunalen Spitzenverbände

A-Drs. 20(25)259

Dr. Olaf Däuper

Rechtsanwalt
A-Drs. 20(25)263

Dr. Thomas Engelke

Leiter Team Energie und Bauen
Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.
A-Drs 20(25)252

Dr. Benjamin Held

Leiter des Arbeitsbereichs Nachhaltige Entwicklung
FEST e. V. – Institut für Interdisziplinäre Forschung
A-Drs. 20(25)251
Teilnahme digital

Stefan Kapferer

Vorsitzender der Geschäftsführung
50Hertz Transmission GmbH
A-Drs. 20(25)253

Ingbert Liebing

Hauptgeschäftsführer
Verband Kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)
A-Drs. 20(25)243



Dr. Simone Peter

Präsidentin des BEE

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

A-Drs. 20(25)247

Sandra Rostek

Hauptstadtbüro Bioenergie

A-Drs. 20(25)248

Prof. Dr. Fritz Söllner

TU Ilmenau

A-Drs. 20(25)246

Dr. Constantin Terton

Zentralverband des Deutschen Handwerks e. V. (ZDH)

A-Drs. 20(25)261



Stellungnahme

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

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Berlin, 29. November 2022

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreis- bremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen

Zum Kabinettsbeschluss vom 25. November 2022

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	Gesamtübersicht der wichtigsten Änderungsvorschläge:	7
2.1	Überschusserlöse (Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ in der Stromerzeugung)	7
2.2	Abwicklung der Abschöpfung	9
2.3	Strompreisbremse (Entlastungsseite)	11
2.4	Streichung vermiedener Netzentgelte zurücknehmen (Artikel 3, § 18 StromNEV)	14
2.5	Strom- und Gasgrundversorgungsverordnung zielgenau ändern (Artikel 4 und 5)	14
2.6	Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (Artikel 6)	15
2.7	Weitere Änderungen im EnWG (Artikel 2)	17

1 Vorbemerkung

Die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine spürbaren Folgen auf den Energiemarkten verlangen seit dem 24.02.2022 von Politik und Energiewirtschaft laufend neue Antworten. Neben verstärkter Energieeinsparung, dem Erschließen neuer Versorgungswege und dem Ersatz russischer Energielieferungen rücken in diesen Monaten vor allem die gestiegenen Energiepreise und ihre Folgen in den Fokus.

Mit der Preisbremse für Strom plant die Bundesregierung in Ergänzung der Preisbremse für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme die aktuelle Lage zu entspannen. Die Energiewirtschaft trägt dieses Vorhaben mit – im Interesse unserer Kundinnen und Kunden, des sozialen Zusammenhalts und der Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland.

Über die Aufgaben zur Abwicklung der Preisbremse für Gas und Wärme (vgl. BDEW-Stellungnahme vom 29.11.2022) hinaus, soll die Energiewirtschaft bei der Strompreisbremse zusätzlich auch die geplante Finanzierungsseite durch die Erlösabschöpfung sowohl ermöglichen als auch abwickeln. Damit sind praktisch alle Marktteilnehmer der Energiewirtschaft, von den Anlagenbetreibern über Netzbetreiber sowie in erheblichem Ausmaß die Lieferanten, involviert.

Da es sich ausnahmslos um staatlich veranlasste Entlastungen handelt, ist dies ein außergewöhnlicher Vorgang und nur aufgrund der Eiligkeit der Maßnahmen und des Vertrauens in die professionellen Abläufe und Systeme der Energieversorgungsunternehmen zu begründen. Eine Erstattung des vertrieblichen Aufwands ist nicht vorgesehen und im Gesetzentwurf nicht einmal benannt, während der Erfüllungsaufwand etwa für die Bundesnetzagentur mit 21 Plazstellen und mehreren Mio. Euro beziffert ist.

Die in dem Entwurf enthaltene Komplexität führt dazu, dass die Umsetzung nicht fristgerecht möglich ist. Dies gilt insbesondere für die Umsetzung der Entlastung gegenüber den Letztabbraucherinnen und Letztabbrauchern durch die Stromlieferanten. Viele Regelungen sind in der vorliegenden Fassung nicht ausgereift. Vor allem fehlt es an gleichlautenden Regelungen für Gas/Wärme/Strom, welche die Umsetzung erheblich erleichtern würden. Die Umsetzung erfordert insgesamt einen viel zu hohen Bedarf an nur für diese begrenzte Maßnahme erforderlichen Systemanpassungen, vor allem im Massengeschäft. Durch die Umstellung in sämtlichen Wertschöpfungsstufen in der Energiewirtschaft erfolgt eine Vervielfachung der Nachfrage nach nicht ausreichend verfügbaren IT-Dienstleistungsanbietern und Personal.

Unnötige Komplexität ist oft die Folge falscher Prämissen. So wäre vor allem die Umsetzung der Erlösabschöpfung mithilfe einer Abgabe sicherlich leichter zu administrieren gewesen. Der eingeschlagene Weg der Administration der Erlösabschöpfung über die Netzbetreiber, und hier insbesondere über die Übertragungsnetzbetreiber, und der Erstattung für die Entlastung, ist der falsche Weg und kann nur als Notlösung verstanden werden. Zusätzliche administrative Aufgaben stehen den entscheidenden Herausforderungen der Netzbetreiber (Netzausbau, Netzumbau, Netzanschlüssen und Digitalisierung) unnötig im Weg.

Umso dringlicher sind nun weitere Verbesserungen und Vereinfachungen im Gesetzgebungsverfahren.

Der BDEW merkt folgende grundsätzliche Punkte als wichtige Voraussetzung für ein Gelingen der Preisbremsen an:

- › **Komplexität reduzieren:** Der BDEW hat immer wieder angemahnt, ausreichend Zeit für die Umsetzung der Regelungen vorzusehen. Die im Entwurf enthaltene Komplexität vor allem des Entlastungsmechanismus ist zum 01.03.2023 seitens der EVU sowie der IT-Dienstleister in dieser Form nicht umsetzbar. Dies betrifft auch die umfangreichen Informationspflichten. Eine fristgerechte Umsetzung ist nur möglich, wenn eine starke Vereinfachung der vorgeschlagenen Verfahren erfolgt.
- › **Klares Enddatum benennen – Investitionen sichern:** Die gesetzliche Festlegung eines Enddatums ist essenziell – sowohl für die Abschöpfung der Überschusserlöse als auch für die Auswirkungen auf dem Endkundenmarkt. Der Markteintritt muss so gering wie möglich gehalten werden. Bei der Abschöpfung der Übererlöse sind negative Folgen auf die mittel- und langfristige Funktionalität der nationalen, europäischen und globalen Energiemarkte und Investitionsentscheidungen zu erwarten. Das gilt insbesondere für den Terminmarkt, dem ohne ein Enddatum zum 30.06.2023, wie in der Verordnung EU 2022/1854 vorgesehen, erhebliche Strommengen entzogen würden. Um die Investitionen am Standort Deutschland für Erneuerbare-Energien-Projekte zu sichern, muss die Überschusserlösabschöpfung so kurz wie möglich und so gering wie nötig erfolgen. Sollte eine einmalige Verlängerung politisch beschlossen werden, sollte diese europäisch einheitlich maximal bis zum Ende des Jahres 2023 vorgenommen werden. Die Beeinträchtigung des Terminmarktes wirkt preistreibend und verteuert so wiederum die Entlastungsmaßnahmen.

Im Endkundenmarkt bedeutet die Preisbremse eine extreme Beeinträchtigung des Wettbewerbs. Die zu einem hohen Prozentsatz angeglichenen Endkundenpreise haben einen negativen Einfluss auf die Wechselquote und Innovationskraft, die Produktentwicklung ist eingeschränkt.

Der BDEW begrüßt in diesem Zusammenhang, dass der Beginn der Abschöpfung nicht mehr rückwirkend erfolgt, sondern nunmehr erst ab dem 01.12.2022. Dies entspricht auch dem Start-Datum in der Verordnung EU 2022/1854.

- › **Gleichlautende Umsetzung Gas/Wärme/Strom, wo möglich:** Um unnötigen Aufwand zu vermeiden und angesichts der knapp bemessenen Zeit möglichst viele Synergien zu nutzen, sollten die Verfahren und Schritte zur Umsetzung der Strompreisbremse sowie der Gas-/Wärmepreisbremse möglichst gleichlaufend sein. Das betrifft vor allem die Voraussetzungen und Abläufe des Erstattungsverfahrens für die von den Lieferanten zahlenden oder zu zahlenden Entlastungsbeträge, aber auch die Entlastungsseite. Dieser in Teil 3 des Gaspreisbremsgesetzes ausführlich geregelte Prozess fehlt im

Strompreisbremse gesetzt komplett. Derzeit sind zudem einige Regelungen ohne Grund uneinheitlich geregelt (z. B. Informationspflichten ggü. den Kunden). Hier ließe sich auch für Strom auf das bereits für Gas und Wärme vorgesehene System zurückgreifen.

- › **Rollen zwischen Wirtschaft und Staat klar verteilen:** Die Energiewirtschaft wird bei der Abwicklung der Preisbremsen an der Schnittstelle von Staat und Bürger eingebunden. Die Energiewirtschaft ist bereit, nach Kräften zum Gelingen der Preisbremsen beizutragen. Klar muss aber auch sein, dass Unternehmen der Energiewirtschaft (insbesondere die Netzbetreiber und Lieferanten) nur die notwendigsten Aufgaben übernehmen können. Grundsätzlich hoheitliche Aufgaben, wie das Vereinnahmen der Überschusserlöse im Wege der Abschöpfung, muss der Staat übernehmen. Dies betrifft bei den Netzbetreibern (ÜNB und VNB) und Lieferanten insbesondere Prüf-, Inkasso-, Rechtsdurchsetzungspflichten oder auch Korrektur- und Rückabwicklungsprozesse. Stattdessen sollten staatliche Akteure, gegebenenfalls unter Zuhilfenahme von Dienstleistern, der Energiewirtschaft eine Fokussierung auf ihre energiewirtschaftlichen Kernaufgaben ermöglichen. Es muss sichergestellt sein, dass der Lieferant keine Verantwortung für die Überprüfung der Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Entlastungen auf Seite der Letztverbraucher und Kunden trägt und die Rückabwicklung bzw. Ahndung von zu Unrecht gezahlten Entlastungen im Verhältnis Kunde/Staat abgewickelt wird.
- › **Finanzielle Risiken in der Abwicklung begrenzen:** Die Lieferanten und die ÜNB müssen das Geld für die Entlastung vorab erhalten. Die für die Abwicklung in Dienst genommenen Unternehmen dürfen durch die Regelungen nicht in die Gefahr einer wirtschaftlichen Schieflage gebracht werden. Hierzu ist sowohl bei der Abschöpfung als auch bei der Erstattung zu leistender Entlastungsbeträge für Letztverbraucher unmissverständlich gesetzlich klarzustellen, dass nur die Gelder ausgezahlt werden müssen, die tatsächlich real (realisierter Zahlungseingang) vereinnahmt, zwischenfinanziert oder vorausgezahlt wurden. Sollte in Folge von Ungleichgewichten bei Ein- und Auszahlungen ein Zwischenfinanzierungsbedarf entstehen, muss dieser durch staatliche Geldmittel überbrückt werden.
- › **Daten sparsam erheben:** Sowohl bei der Abwicklung der Überschusserlösabschöpfung als auch bei der Erstattung und Entlastung sollten nur die absolut notwendigen Daten erhoben und an die Beteiligten mitgeteilt werden müssen. Auch dies ist ein Baustein für eine bessere Umsetzbarkeit der Maßnahmen.
- › **Missbräuchliches Verhalten im Rahmen der Entlastung verhindern:** Der BDEW begrüßt die Aufnahme eines klaren Missbrauchsverbots. Die Unternehmen des BDEW haben selbst das höchste Interesse daran, dass keine Umgehung der gesetzlichen Intention erfolgt. Hinsichtlich möglicher Preiserhöhungen muss jedoch sichergestellt werden, dass angemessene und nach den allgemeinen Regeln zulässige Anpassungen weiter möglich sind.

Darüber hinaus darf sich missbräuchliches Verhalten der Kunden nicht auf die Lieferanten auswirken.

- › **Beihilferechtliche Anforderungen werden durch den Staat gesichert:** Die Berücksichtigung der beihilferechtlichen Kriterien insgesamt ist in höchstem Maße komplex und nicht automatisiert umsetzbar. Das umfasst insbesondere die exakte Definition der Anspruchsberechtigten und die Höchstgrenzen. Hier ist zwingend eine Vereinfachung erforderlich. Die Lieferanten sollten allein auf der Selbsterklärung der Kunden aufsetzen und von Beihilfeendabrechnungen und Rückforderungen vollständig freigestellt werden. Vorzuziehen wäre für Industrikunden ein direkter Antrags- und Erstattungsweg zwischen Verbraucher und Staat.
- › **Energieversorgungsunternehmen nicht benachteiligen:** Der Gesetzentwurf sieht vor, dass Unternehmen die Entlastung nicht in Anspruch nehmen dürfen für Entnahmestellen, die der Erzeugung, Umwandlung oder Verteilung von Energie dienen, soweit die Entlastungssumme über 2 Mio. Euro liegt. Dieser Ausschluss ist nicht sachgerecht, sollte er so zu verstehen sein, dass EVU oder auch Netzbetreiber von der Entlastung bei ihrem eigenen Energiebezug ausgeschlossen sind. Die beihilferechtliche Begründung des Gesetzentwurfs fehlinterpretiert die in Bezug genommene Fußnote des EU Temporary Crisis Framework und es fehlt auch eine schlüssige Begründung für den Ausschluss.

Zusätzlich sind im Gesetzestext Änderungen zum **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** und zu **vermiedenen Netzentgelten** geregelt. Der BDEW äußert sein ernstes Unverständnis darüber, Eingriffe dieser Tragweite in einem Gesetz zur Umsetzung einer Energiepreisbremse zur Krisenintervention zu adressieren.

Völlig überraschend ist in den Artikeln 2 (Streichung § 120 EnWG) und 3 (Streichung § 18 StromNEV) des Regierungsentwurfs die Streichung der **vermiedenen Netzentgelte (vNE)** für dezentrale Stromerzeugungsanlagen im Bestand vorgesehen. Für diese Anlagen sind die vNE – also die Entgelte für dezentrale Einspeisung – ein wichtiger Erlösbestandteil, der bei der Investitionsentscheidung fest einkalkuliert worden ist. Die vNE dürfen daher nicht gestrichen werden.

Auch die im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen zu § 51 EEG 2023 (**negative Preise**) lehnt der BDEW ab. Da gleichzeitig keinerlei wirtschaftliche Möglichkeiten zur Nutzung des Stroms vor Ort geschaffen werden (z. B. durch Reaktivieren und Ausweitung „Nutzen statt Abregeln“), führt diese Regelung zu einer Verschlechterung des Regulierungsrahmens (Risikoerhöhung) für die Windenergie.

Der BDEW bedauert außerordentlich, dass die noch im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen im EEG zur **Anhebung der Höchstwerte** für Windenergieanlagen an Land und für Solaranlagen des ersten Segments, zur Anhebung des Prozentbetrages in § 85a Abs. 1 und Abs. 2a EEG 2023 für die Befugnis der BNetzA zur Anhebung des Höchstwertes sowie die Erstreckung dieser Befugnis auf Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und des zweiten

Segments, Biomasse und Biomethan nunmehr wieder weggefallen sind. Dies sind essenziell wichtige Änderungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Der BDEW bedauert ebenfalls den Wegfall der noch in § 11 a EEG-RefE vorgesehenen **Duldungspflicht für EEG-Anschlussleitungen**, die einen dringend benötigten Beschleunigungseffekt für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gehabt hätte.

2 Gesamtübersicht der wichtigsten Änderungsvorschläge:

2.1 Überschusserlöse (Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ in der Stromerzeugung)

2.1.1 Dauer der Krisenintervention eindeutig befristen

Das Enddatum der Erlösabschöpfung muss mit dem 30.06.2023 klar im Gesetz genannt sein. Der BDEW begrüßt zwar die Verkürzung der maximalen Verlängerung der Maßnahme vom 31.12.2024 auf den 30.04.2024, plädiert jedoch – sollte eine einmalige Verlängerung politisch beschlossen werden und vor dem Hintergrund der Regelungen der meisten anderen europäischen Länder – für ein einheitliches Enddatum 31.12.2023.

Vor dem Hintergrund, dass in dem vom BMWK angelegten System zur Erlösabschöpfung keine zufriedenstellende Lösung zur Vermeidung der „Austrocknung“ des Terminmarktes möglich ist, sollte die Dauer der Maßnahme möglichst kurz sein, damit der Terminmarkt kurzfristig wieder verstärkt bedient werden kann. Ansonsten ist damit zu rechnen, dass das Angebot an Stommengen und Lieferverträgen knapp und Strompreise potenziell hoch bleiben. Damit hätte das Abschöpfungssystem einen selbstverstärkenden Effekt, weil die Kosten zur Dämpfung der Strompreise hoch blieben bzw. noch steigen könnten.

2.1.2 Gestiegene Biomassepreise berücksichtigen, gesicherte Leistung aus EE erhalten

Die Kosten für feste Biomasse und insbesondere Altholz zum Betrieb von Biomasse(heiz)kraftwerken sind seit dem 24.02.2022 sehr stark gestiegen, ebenso die Kosten für Betriebsstoffe für die Rauchgasreinigung und die Ascheentsorgung sowie die Kosten für das erforderliche Personal. Insofern muss der Sicherheitszuschlag in § 16 gesondert adressiert sowie für feste Biomasse (holzartige Biomasse) auf 9 Cent/kWh sowie für Altholz oder Mischungen aus Alt- und Frischholz auf mindestens 13 Cent/kWh festgelegt werden. Ansonsten könnten die Anlagen selbst ihre variablen Kosten nicht decken und müssten nach Teillast- vollständig außer Betrieb gehen. Dies würde rund 1,6 GW installierter elektrischer Leistung (feste Biomasse plus Altholz) betreffen mit Auswirkungen auf das Stromangebot.

Die für Biogasanlagen erfolgte Anhebung des Sicherheitszuschlags auf 7,5 Cent/kWh ist zu begrüßen. Der Sicherheitszuschlag sollte jedoch auf 9 Cent/kWh angehoben werden, um mögliche Abschaltungen dieser oft bereits flexiblen Erzeugungsanlagen zu vermeiden.

2.1.3 Absicherungsgeschäfte praxisgerecht berücksichtigen

Für historische Absicherungsgeschäfte, die vor dem 01.11.2022 geschlossen wurden als die Erlösabschöpfungsregeln noch nicht bekannt waren, besteht aus Sicht des BDEW keine Umhungsgefahr. Daher sollten sie anrechenbar bleiben, denn viele Stromerzeuger lassen ihre Strommengen durch Terminverträge von Vermarktern an den Börsen platzieren. Interne Vermarkter können auch verbundene Unternehmen nach § 15 Abs. 1 StromPBG sein, die den Strom aufkaufen und in ihrem Portfolio an den Börsen weiterverkaufen. Es bleibt vor diesem Hintergrund unverständlich, warum diese schlechter gestellt werden als nicht verbundene Vermarkter.

Insgesamt sollten hinsichtlich der historischen Absicherungsgeschäfte nach Anlage 4 folgende Punkte berücksichtigt werden:

- › Anrechenbarkeit von historischen internen Absicherungsgeschäften.
- › Berücksichtigung aller Absicherungsgeschäfte – **auch Absicherungsgeschäfte mit Brennstoffen** –, die nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der Deckungsbeiträge aus Stromerzeugung eingegangen wurden.
- › Grundsätzlich sollten die Absicherungsgeschäfte der jeweiligen Technologien zugeordnet werden und nicht einzelnen Anlagen (anlagenscharf).

Für Absicherungsgeschäfte nach dem 01.11.2022 dürfen keinen nachteiligen Effekt auf die Marktliquidität des Marktes insbesondere des Terminmarktes haben. Daher ist in Anlage 5 folgendes zu berücksichtigen:

- › Absicherungsgeschäfte, deren Volumen die 1-Prozent-Grenze überschreitet, sind bei entsprechenden Marktsignalen (z. B. Stop-Loss-Orders) oder bei Anlagenausfällen üblich und notwendig.
- › Absicherung für Kraftwerksausfälle sind zwar im FAQ des BMWK als ein Ziel der Regelungen aufgeführt, aber in Anlage 5 nicht umgesetzt (Fragen 8 und 12).

2.1.4 PPA weiterhin vorantreiben

Anlagenvermarktung via PPA nach dem 31.10.2022 würde deutlich erschwert werden. Mangels Möglichkeit der Berücksichtigung von Verträgen unterhalb des Börsenreferenzwertes führen einen solchen Abschluss ad absurdum. Dies steht im Konflikt mit der in der zugehörigen EU-Verordnung 2022/1854 (Vorbemerkung 30) und im Koalitionsvertrag (Seite 44) geäußerten Absicht, das PPA-Geschäft zugunsten der Integration der Erneuerbaren zu fördern. Daher sind Veränderungen im Detail notwendig, auf die der BDEW in seiner Tabelle mit konkreten Änderungsvorschlägen für eine sachgerechte Berücksichtigung von zukünftigen PPAs (siehe § 18 Abs. 1 Nr. 2 und die neue Anlage 6) eingeht.

2.1.5 Eigenverbrauch auch bei Netznutzung ausnehmen

Es ist sicherzustellen, dass die Übererlösabschöpfung nur Strommengen erfasst, die über das Netz geleitet wurden, wenn dafür tatsächlich Mehrerlöse erzielt werden konnten. Dies ist nicht der Fall bei eigengenutzten Mengen, die über das Netz geleitet werden.

2.1.6 Ausnahme für Klärgas gewähren

In der Liste der Sondergase (§ 13 Abs. 3 Nr. 1), die von der Erlösabschöpfung ausgenommen werden, fehlt das Klärgas. Auch Klärgas muss ausgenommen werden, weil es im Betrieb der Kläranlagen anfällt und bei Unwirtschaftlichkeit der BHKW ansonsten abgefackelt werden müsste. Die Stromerzeugung durch Klärgas als Kuppelprodukt sollte von einer Pflicht zur Abschöpfung von Überschusserlösen ausgenommen sein, da Klärgas auf Kläranlagen durch den Reinigungsprozess anfällt und andernfalls abgefackelt werden müsste. Daher ist eine Ergänzung in § 13 Abs. 3 Nr. 2 notwendig, die Klärgas von einer Begrenzung ausnimmt.

2.2 Abwicklung der Abschöpfung

2.2.1 Zentrale, digitale Schnittstelle als wichtigen Lösungsbaustein einfügen

In den Gesprächen zur praktischen Umsetzbarkeit der Abschöpfung wurde die Schaffung einer zentralen, digitalen Schnittstelle in Form eines Onlineportals zur Selbstveranlagung angekündigt, das durch einen qualifizierten Dienstleister im Auftrag staatlicher Stellen erstellt werden sollte. Hierdurch sollten Anfragen gebündelt werden, die Sicherstellung der Datenkohärenz vereinfacht und die Zahl von Schnittstellen im Sinne prozessualer Effizienz minimiert werden. Zudem sollte durch das Onlineportal eine „einfache“ Eigenveranlagung für Anlagenbetreiber ermöglicht werden. Die in § 35 SPBG vorgesehene ÜNB-Plattform auf der einen Seite und die Einrichtung einer digitalen Schnittstelle andererseits, die lediglich die Entgegennahme von bestimmten Meldungen betreffen, erfüllen diese Bündelungsfunktion nur sehr eingeschränkt. Ein solches Onlineportal mit „Berechnungstool“, über das zudem bundesweit einheitliche Formulare für die Datenabfrage etwa der Verteilnetzbetreiber abgerufen werden können, ist ein wesentliches Element der erfolgreichen praktischen Umsetzung. Andernfalls droht aufgrund der Komplexität eine Überforderung. Ein Hinweis auf ein derartiges Onlineportal sollte bereits in das Gesetz aufgenommen werden.

2.2.2 Auszahlungsansprüche an Zahlungseingang bei Netzbetreibern knüpfen

Ein für den BDEW entscheidender Punkt ist die Absicherung der für die Abwicklung in Dienst genommenen Akteure gegen Forderungen Dritter vor Eingang entsprechender abgeschöpfter Finanzmittel. Andernfalls besteht mit Blick auf die substanziellen Summen ein ernstzunehmendes Zins- (Schlechterstellung durch Ratingagenturen) bis hin zu einem Insolvenzrisiko der Netzbetreiber. Es muss insofern klar sein, dass keine Auszahlungen getätigt werden können, bevor nicht ausreichend Guthaben auf den Bankkonten nach § 26 SPBG bestehen. Daher sollten insbesondere sämtliche Paragrafen dahingehend angepasst werden, dass Auszahlungs-

ansprüche unter dem Vorbehalt stehen, dass der Zwischenfinanzierungsanspruch der ÜNB bzw. der tatsächliche Zahlungseingang bei den VNB vor der jeweiligen Auszahlungspflicht realisiert wird. Dies gilt auch für Ansprüche zwischen Netzbetreibern. Der BDEW begrüßt, dass dieses Problem grundsätzlich adressiert wird, sieht jedoch Klarstellungsbedarf in den §§ 20, 23, 25 und 32 (und ggf. weiterer).

2.2.3 Netzbetreiber von Prüfpflichten entlasten

Der BDEW hält die Nichtindienstsetzung der Netzbetreiber von Prüf- und Inkassopflichten und stattdessen das Setzen auf eine Selbstveranlagung der Anlagenbetreiber nebst nachgelagerter Kontrolle durch die Bundesnetzagentur für sachgerecht. Netzbetreiber werden anderenfalls mangels verfügbarer Ressourcen keine Chance haben, entsprechende Prozesse in der Praxis umzusetzen. Die Regelung in § 41 Abs. 2 Satz 2 SPBG unterläuft allerdings dieses Anliegen und könnte als weitgehende und praktisch nicht umsetzbare Prüfanforderung an die Netzbetreiber gedeutet werden und impliziert damit erhebliche Rechtsunsicherheiten. § 41 Abs 2 Satz 2 SPBG sollte folglich ersatzlos gestrichen werden.

2.2.4 Keine unnötigen Daten erheben oder bereitstellen

Der Gesetzentwurf sieht eine Vielzahl von bürokratischen Mitteilungspflichten für alle Beteiligten vor. Hier muss mindestens geregelt sein, dass die Mitteilung nur erfolgen muss, wenn sie für den jeweiligen Empfänger zur Ausübung dieses Gesetzes unbedingt erforderlich sind. Insbesondere die von den Verteilnetzbetreibern der Bundesnetzagentur und ggf. nach § 28 Nr. 1 SPBG auch Betreibern von Stromerzeugungsanlagen mitzuteilenden Daten können z. T. nur mit sehr hohem manuellem Aufwand gesammelt, aufbereitet und mitgeteilt werden, so z. B. die entsprechende Aufteilung von Strommengen gem. § 24 Abs. 3 EEG. Daher sollten die Angaben nach § 28 Nr. 1 SPBG nur auf Verlangen unverzüglich zur Verfügung gestellt werden. Die in § 29 Abs. 2 SPBG genannten Angaben sind bis auf die Mitteilung des Abschöpfungsbetrags nicht erforderlich und sollten gestrichen werden, da kein Zweck ersichtlich ist, warum Verteilnetzbetreiber diese Daten prüfen sollten.

Für die Eigenveranlagung und Datenmeldungen sollten die zum Zeitpunkt der Abrechnungsperiode verfügbaren Daten zugrunde gelegt werden.

2.2.5 Bundesnetzagentur als Anspruchsinstanz für Korrekturen

Im Fall von Rückforderungen oder einer Überweisung nicht unverzüglich nachgelagerten Korrekturen sollte die Bundesnetzagentur für Anlagenbetreiber die zu adressierende Instanz sein. Dies sollte im Gesetz deutlich werden. Dies wäre auch konsistent zu deren Rolle als zentrale Prüfinstanz. Die für die Vereinnahmung der Gelder in Dienst genommenen Netzbetreiber verfügen hierzu weder über die nötigen Informationen noch über ausreichende Ressourcen.

2.2.6 Weitere notwendige Bedingungen für die Umsetzung ausgestalten

Der BDEW weist darauf hin, dass die Regelungen trotz ihrer immensen Komplexität an vielen Stellen für eine praktische Umsetzung allein nicht ausreichen werden. So war beispielsweise zugesagt worden, dass die Bundesnetzagentur verantwortlich für ein initiales Schreiben an die Branche ist, um alle Akteure und insbesondere die Anlagenbetreiber transparent über Ihre Pflichten und die entsprechenden Rahmenbedingungen zu informieren. Unklar ist beispielsweise, zu welchen Zeitpunkt und mit welchen genauen Inhalten die Bundesnetzagentur dem nachkommt, was aber mit entsprechenden Informationen der Netzbetreiber (bspw. Kontoverbindungsdaten) synchronisiert werden sollte. Auch bleiben die Angaben zur genauen Prozessabwicklung, die versprochene Einrichtung einer Hotline für Fragen durch die BNetzA und die Einigung in der Branche zu Datenformaten ungeklärt, was eine nachgelagerte Verständigung erfordern wird. Auch wenn sicher nicht alle diese und weitere Punkte zwingend einer gesetzlichen Regelung bedürfen, ist ihre Klärung für die operativen Umsetzung zwingende Voraussetzung und wird zusätzlichen Abstimmungsaufwand in der Branche erfordern.

2.3 Strompreisbremse (Entlastungsseite)

2.3.1 Erstattungsanspruch und -verfahren verbessern

Modellgleichheit Strom/Gas/Wärme

Die Regelungen insbesondere auf der Entlastungsseite sollten für Strom und Gas/Wärme inhaltlich möglichst identisch aber auch wörtlich gleichlautend formuliert sein. Nicht erklärbare Abweichungen ergeben sich unter anderem:

- › Generell beim Aufbau der Vorgaben zur Entlastung (gleiche Sachverhalte werden an unterschiedlichen Stellen geregelt, was eine ständige Suche zur Folge hat).
- › Bei Begrifflichkeiten (Entnahmestelle – Netzentnahmestelle, Elektrizitätsversorgungsunternehmen – Lieferant).
- › Zeitlicher Anwendungsbereich.
- › Abrechnungen und Abschlagszahlungen.
- › Informationspflichten in Rechnungen und hinsichtlich der Abschlagszahlungen:
 - Für Gas ist die Frist für Kundeninformationen zeitlich flexibilisiert (§ 3 Abs. 3 GPBG). Für Wärme (§ 11 Abs. 4 GPBG) und Strom muss das ebenfalls geregelt werden.
- › Vorgaben zur Vertragsgestaltung (hinsichtlich des Grundpreises und der Zugaben hinsichtlich der Regelungssystematik im Gesetz und des Zeitpunkts):
 - Im Strombereich sind Grundpreiserhöhungen vor dem 25.11.2022 richtigerweise von den Regelungen ausgenommen (§ 12 Abs. 1 SPBG). Das sollte auch für Gas (§ 4 Abs. 1 GPBG) und Wärme (§ 12 Abs. 1 GPBG) übernommen werden.

Die Umsetzung über die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verursacht auf allen Seiten einen erhöhten Aufwand. Wichtig ist, dass es ein Antragsportal für die Erstattungsansprüche gibt, das mit dem Antragsportal für Gas/Wärme identisch ist, sodass Synergieeffekte erzielt werden können.

Liquiditätsrisiken minimieren

Das Gesetz muss sicherstellen, dass die in Dienst genommenen Unternehmen keinen Liquiditätsrisiken ausgesetzt werden.

Weder für den Erstattungsanspruch der Lieferanten noch für die Zwischenfinanzierung der Übertragungsnetzbetreiber für die Vorauszahlung ist bislang geregelt, wann und unter welchen Voraussetzungen eine Zahlung erfolgt und wie sie abgewickelt wird. Bei den Übertragungsnetzbetreibern besteht zudem die Notwendigkeit der Zwischenfinanzierung. Ohne eine entsprechende Absicherung können keine Erstattungen an die Lieferanten und in der Folge auch keine Entlastungen an die Letztverbraucher erfolgen.

Sollte an dem beschriebenen Modell der Einbindung der ÜNB festgehalten werden, fehlen zudem genaue Fristen und weitere Vorgaben zur Abwicklung. Abschlagszahlungen müssen ausbezahlt werden, bevor erste Entlastungszahlungen von Seiten der EVU an Letztverbraucher erfolgen können. Dafür bedarf es einer Regelung zur Vorauszahlung entsprechend den Vorgaben, die für Gas und Wärme vorgesehen sind.

Stellt die Zahlung der ÜNB an die Lieferanten wie im Gasbereich eine Zahlung für Dritte (die Kunden) dar, könnte es sich um eine Finanzdienstleistung handeln nach dem Zahlungsdienstaufsichtsgesetz (ZAG), die grundsätzlich erlaubnispflichtig wäre. Im Rahmen der Preisbremse für Gas und Wärme ist ausdrücklich geregelt, dass die Zahlung für den Kunden und die vom Lieferanten erbrachte Leistung erfolgt, um weitere steuerliche Auswirkungen zu verhindern. Beides wäre zu prüfen, bevor eine solche Regelung Gesetz wird.

Rückforderungsrisiko dem Staat zuordnen

Der BDEW fordert eine Regelung, mit der das Rückforderungsrisiko bei unrechtmäßiger Auszahlung an Kunden dem Staat zugewiesen wird. Die Rückabwicklung sollte allein über den Staat erfolgen.

2.3.2 Berechtigte Preisanpassungen ermöglichen

Zudem sollte unbedingt eine Regelung aufgenommen werden, die Lieferanten eine Möglichkeit zum Ersatz der enormen Kosten für die Umsetzung der Strompreisbremse ermöglicht. Die Bestimmungen zur Verhinderung von Missbrauch dürfen berechtigte und regelkonforme Preisanpassungen nicht verhindern.

2.3.3 Entlastungskontingente und Schwellenwerte der Anspruchsberechtigten praxis-tauglich umsetzen

Bezugszeitraum für die Bestimmung des Entlastungskontingents

Bei der Bestimmung der Entlastungskontingente für Strom sollte für alle Letztverbraucher grundsätzlich auf möglichst aktuelle Abrechnungswerte Bezug genommen werden aus den folgenden Gründen:

Für Kunden, die nicht monatlich, sondern auf der Grundlage einer Jahresverbrauchsprognose abgerechnet werden, sollte die aktuellste Jahresverbrauchsprognose genutzt werden, wie es der Gesetzentwurf bereits vorsieht. Hintergrund ist, dass der Stromverbrauch insbesondere durch die gewünschte Nutzung von Wärmepumpen und Elektromobilen steigt.

Kunden, die monatlich abgerechnet werden und für die daher auch monatliche Messwerte vorliegen, wäre eine Abrechnung auf der Grundlage DER aktuell in der Abrechnungsperiode (Monat) gemessenen Werte am einfachsten umsetzbar, da diese Daten insbesondere für große leistungsgemessene Industriekunden bereits im System der Lieferanten sind bzw. über die Marktprozesse übermittelt werden. Eine zusätzliche Anpassung der Systeme wäre für diesen Punkt dann zumindest nicht erforderlich und die Berücksichtigung des Entlastungsbetrags erfolgt in diesen Fällen ohnehin in der monatlichen Rechnung. Darüber hinaus schließt die Nutzung von tatsächlich gemessenen Werten Missbrauch weitestgehend aus.

Schwellenwert für die Abgrenzung des Referenzwertes (40 Cent bzw. 13 Cent)

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Abgrenzung von Haushalten und Gewerbe sowie mittleren und großen Unternehmen in Form eines Schwellenwertes von 30.000 kWh stellt Energievertriebe vor immense Herausforderungen.

Der Großteil der Tarife im Strom bis zu einer Grenze von 100.000 kWh enthält All-Inklusive-Preise. Arbeitspreise, wie sie für Industriekunden (vor allem ohne Netzentgelte) ab 100.000 kWh vereinbart werden, sind in für Kunden von 30.000 kWh bis 100.000 kWh nicht üblich. Wenn sich der Referenzpreis für diese Kundengruppe nicht auf die vertraglich vereinbarten Preiskomponenten, sondern nur auf Teile davon bezieht, müsste für jeden dieser Kunden zusätzlich zunächst der zu deckende Preisbestandteil errechnet werden, bevor der Entlastungsbetrag ermittelt werden kann.

Hinsichtlich der Umsetzung der Abgrenzung hinsichtlich des Referenzwerts (13 Cent oder 40 Cent) ergeben sich drei deutlich einfachere Lösungsmöglichkeiten:

- › Abgrenzung bei 100.000 kWh.
- › Abgrenzung nach vereinbartem Preissystem (all-inclusive-Preise und Arbeitspreis und Grundpreis sowie Arbeits- und Leistungspreis).
- › Bei Abgrenzung nach anderer kWh-Grenze –und zusätzliche Preisdifferenzierung in der Gruppe bis 100.000 kWh.

Für keine Sparte sollte bei der Entlastung und der „Gewährung“ oder „Gutschrift“ auf Kalenderjahre oder Kalendermonate abgestellt werden. Insbesondere bei Kunden bis 100.000 kWh erfolgt die Abrechnung meist nicht im Kalendermonat.

2.3.4 Wasserversorgungsunternehmen als energieintensive Unternehmen anerkennen – Anlage 2

Wasserversorgungsunternehmen und Abwasserentsorgungsunternehmen sind als energieintensive Unternehmen zu berücksichtigen. Für die Wasserwirtschaft ist eine Ergänzung in der Anlage 2 wichtig, wonach sie als energieintensiv eingestuft wird. Der Energieanteil der Kosten liegt bei der Trinkwasserversorgung bei rund 26 Prozent, verursacht durch dauerhaft zu betreibende Pumpen, die Wasseraufbereitung und die Wasserentsorgung, für die die Stromkosten gut zehn Prozent der Kosten ausmachen.

2.4 Streichung vermiedener Netzentgelte zurücknehmen (Artikel 3, § 18 StromNEV)

Eine Streichung würde zahlreiche Stromerzeugungsanlagen – z. B. KWK-Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung oder KWK-Anlagen in Krankenhäusern, Schulen etc. – in ihrer Wirtschaftlichkeit deutlich schlechter stellen und deren Weiterbetrieb in Frage stellen. Die netzdienlichen Auswirkungen der dezentralen Einspeisung, die ein Entgelt nach § 18 StromNEV rechtfertigen, sind von höchstrichterlicher Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bis heute anerkannt (vgl. Beschlüsse des BGH vom 20.06.2017 EnVR 40/16, vom 14.11.2017 EnVR 41/16). Darüber hinaus ist die Diskussion um vermiedene Netzentgelte in den Jahren 2016 und 2017 intensiv im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses zum Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) geführt und mit einem Kompromiss zum Abschluss gebracht worden. Die Streichung der **vermiedenen Netzentgelte (vNE)** für Bestandsanlagen **muss in jedem Fall** aus dem Gesetzentwurf wieder **gestrichen werden**.

2.5 Strom- und Gasgrundversorgungsverordnung zielgenau ändern (Artikel 4 und 5)

Die Möglichkeit zur Aussetzung des Ratenplans des Kunden für drei Monate nach § 19 Abs. 5 Satz 4ff StromGVV/GasGVV kommt einem faktischen Zahlungsmoratorium gleich und kann bei den Grundversorgern zu erheblichen Liquiditätsengpässen führen. Daran ändert auch die Befristung der Regelung bis zum 30.04.2024 nichts. Die Regelung ist daher ersatzlos zu streichen. Drohende Liefersperren sind in der Energiekrise über den Härtefallfonds des BMAS zu vermeiden und nicht durch ein faktisches Verbot der Liefersperre zu Lasten der Grundversorger.

2.6 Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (Artikel 6)

Anhebung der Höchstwerte wieder aufnehmen

Der BDEW bedauert außerordentlich, dass die noch im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen im EEG zur Anhebung der Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land und für Solaranlagen des ersten Segments, zur Anhebung des Prozentbetrages in § 85a Abs. 1 und Abs. 2a EEG 2023 für die Befugnis der BNetzA zur Anhebung des Höchstwertes sowie die Erstreckung dieser Befugnis auf Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments, Biomasse und Biomethan nunmehr wieder weggefallen sind. Diese Änderungen sind angesichts der gestiegenen Errichtungskosten für diese Anlagen zwingend erforderlich und sollten wieder aufgenommen werden.

Die Herstellungskosten für Windenergieanlagen und PV-Module sind nicht zuletzt wegen des Ukraine-Krieges und des entsprechenden Drucks auf die Rohstoffpreise in die Höhe geschnellt. So sind beispielsweise die Weltmarktpreise für Stahl – dem wesentlichen Bestandteil von Windenergieanlagen – um 60 Prozent angestiegen. Diese Kostensteigerung wird von den Herstellern direkt über die Anlagenpreise an die Kunden weitergegeben. Hinzu kommt die deutliche Erhöhung der Finanzierungskosten durch erheblich gestiegene Zinsen. Die im § 36b EEG 2023 und § 37b EEG 2021 und 2023 verankerten Höchstwerte konterkarieren daher mittlerweile die Wirtschaftlichkeit vieler fertig entwickelter Projekte.

Infolgedessen haben fast 500 MW an genehmigten Windenergieprojekten und eine Vielzahl fertig entwickelter PV-Projekte nicht an den letzten Ausschreibungsrounden teilgenommen. Die beiden letzten Ausschreibungsrounden für Windenergie an Land vom Mai und September 2022 waren stark unterzeichnet. Ähnlich verhielt es sich bei der Ausschreibung für Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen, die im Juni erstmals seit mehreren Jahren deutlich unterzeichnet war. Für die am 01.11.2022 abgeschlossene Ausschreibungsrounde sind ähnliche Ergebnisse zu erwarten.

Die geplanten aktuellen Erlösabschöpfungen durch das Strompreisbremsgesetz erschweren zudem den Einstieg in die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten am Markt. Hindernisch sind hier die auch auf PPAs ausgeweitete Erlösabschöpfung sowie die unklaren Enddaten für die erheblichen Eingriffe in den Markt. Dies führt dazu, dass schon seit Beginn der Debatte um die Erlösabschöpfung kaum noch PPAs zum Abschluss kommen.

Die Verschlechterung des Investitionsrahmens für Erneuerbare Energien führt unmittelbar zu einem Verfehlen der Zubauziele. Deren Erreichen ist jedoch zentral, um das Angebotsheimischer Stromerzeugung zu erhöhen und die Abhängigkeit von russischen Energieimporten zu verringern.

Das Problem der gestiegenen Projektkosten für Windenergie- und PV-Anlagen kann durch eine Anhebung des Höchstwertes nach § 36b und § 37b EEG 2021/2023 um 30 Prozent gelöst werden. Zusätzlich sollte bereits jetzt geprüft werden, ob und in welcher Höhe nach der Festlegungskompetenz des § 85a Abs. 2a EEG 2021 (neu), die demnächst mit Inkrafttreten des

EEG 2023 nutzbar wird, im Laufe des Jahres 2023 eine weitere Anhebung des Höchstwertes vorgenommen werden kann, da die Rohstoff- und Finanzierungspreise weiter steigen werden. Der Referentenentwurf zu diesem Gesetz sah hier noch eine Steigerung von 10 auf 20 Prozent vor.

Verstärkt sich hingegen das Auseinanderklaffen von Ausbauzielen und tatsächlichem Zubau, verzögert sich die Normalisierung der Strompreise, die die Grundlage für die Bereitschaft von Stromabnehmern zum Abschluss insbesondere längerfristiger PPAs und damit einer Refinanzierung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Strommarkt darstellt.

Um den Anreiz für eine Integration der Erneuerbaren Energien in den ungeförderten Strommarkt zu verbessern, schlägt der BDEW schon lange die Einführung von CfDs vor. CfDs würden durch eine Begrenzung der Erlöse aus der Stromerzeugung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen die Attraktivität von PPAs erhöhen. Wird der Höchstwert zeitlich befristet angepasst und zeitgleich statt der aktuell geltenden gleitenden Marktprämie eine Vergütung über einen CfD eingeführt, so werden kurzfristig die dringend erforderlichen Zubauziele erreicht. Zudem entsteht nach der Krisenphase und dem Ende der Markteingriffe über das Strompreisbremsegesetz ein Anreiz zum Wechsel in den ungeförderten Strommarkt.

Die ersatzlose Streichung der noch in § 11 a EEG-RefE vorgesehenen Duldungspflicht für EEG-Anschlussleitungen, die einen dringend benötigten Beschleunigungseffekt für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gehabt hätte, bedauert der BDEW ebenso.

„Nutzen statt Abregeln“

Die im Regierungsentwurf der Formulierungshilfe Gesetzentwurf noch vorgesehenen Änderungen zu § 51 EEG 2023 (negative Preise) lehnt der BDEW nach wie vor ab. Da gleichzeitig keinerlei wirtschaftliche Möglichkeiten zur Nutzung des Stroms vor Ort geschaffen werden (z. B. durch Reaktivieren und Ausweitung „Nutzen statt Abregeln“), führt diese Regelung zu einer Verschlechterung des Regulierungsrahmens (Risikoerhöhung) für die Windenergie. Der BDEW begrüßt zwar die gegenüber dem Referentenentwurf nun vorgesehene Ausnahme für Bestands-Zuschläge. Die Begründung des Regierungsentwurfs führt demgegenüber an, dass die gestufte Verkürzung des Betrachtungszeitraums für negative Preise am Spotmarkt von aktuell vier auf eine Stunde nach den Vorgaben der EU-Leitlinien für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (KUEBLL) erforderlich ist. Diese Ansicht teilt der BDEW nicht. Rdn. 123 der KUEBLL sieht gar keinen bestimmten Zeitrahmen für die negativen Preise vor. Dies entspricht der Rechtslage nach Rdn. 125 der UEBLL als Vorgängerregelungen. Die Europäische Kommission hatte die Negative-Preise-Regelung im EEG 2014 bis EEG 2021 aber unter Rückgriff auf die UEBLL beihilferechtlich genehmigt, also mit einer Bezugnahme auf sechs bzw. vier Stunden. Da sich die Rechtslage von den UEBLL zu den KUEBLL nicht geändert hat, bedeutet dies aber gleichfalls eine Genehmigungsfähigkeit der Vier-Stunden-Bezugnahme in § 51 EEG 2023 in der Fassung nach Maßgabe des „Sofortmaßnahmengesetzes“ und somit keine Notwendigkeit der Verkürzung auf eine Stunde.

2.7 Weitere Änderungen im EnWG (Artikel 2)

Grundversorgungspflicht anpassen

Das Gesetzgebungsverfahren sollte für eine weitere wichtige Änderung im Recht der Grund- und Ersatzversorgung genutzt werden. Der BDEW schlägt eine Änderung des § 36 Abs. 1 Satz 4 EnWG (Grundversorgungspflicht) vor, wonach die Pflicht zur Grundversorgung nicht besteht für die Dauer von **sechs Monaten** (bisher drei Monaten) seit dem Beginn einer Ersatzversorgung nach § 38 Absatz 1 EnWG, sofern der Haushaltkunde bereits zuvor an der betroffenen Entnahmestelle beliefert wurde.

Mit dieser Änderung der Ersatzversorgungsbedingungen wird für einen längeren Zeitraum als bislang sichergestellt, dass die Belieferung der Bestandskunden in der Grundversorgung zu weitgehend stabilen Preisen erfolgen kann. Für nicht geplante Neukunden muss der Grundversorger nämlich sehr kurzfristig zu aktuell sehr hohen Preisen Energie nachbeschaffen. Das Risiko unkalkulierbarer Neukundenzuwächse und außergewöhnlicher Handelspreise wird durch einen marktnahen Preis in der Ersatzversorgung beherrschbarer. Die höheren Preisrisiken für die Letztverbraucher in der Ersatzversorgung sind auch gerechtfertigt, da der Kunde es selbst in der Hand hat, die Ersatzversorgung jederzeit durch Abschluss eines neuen marktüblichen Liefervertrages zu beenden. Insoweit besteht kein Anspruch auf Ersatzversorgung unterhalb der aktuellen Marktpreise.

Der BDEW hat weitere detailliertere Anmerkungen und Formulierungsvorschläge zu den Regelungen in einer tabellarischen Aufstellung erarbeitet.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen		
Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (Strompreisbremsegesetz – StromPBG)¹⁾		
Teil 1 Allgemeine Bestimmungen		
§ 1 Zweck des Gesetzes		
[...]		
§ 2 Begriffsbestimmungen		
Im Sinn dieses Gesetzes ist oder sind:		
[...]		
6. Elektrizitätsversorgungsunternehmen jede natürliche oder juristische Person, die Strom über ein Netz an Letztverbraucher liefert,	Lieferant Elektrizitätsversorgungsunternehmen jede natürliche oder juristische Person, die als Elektrizitätsversorgungsunternehmen Strom über ein	Hier sollte wie im Gesetz zur Preisbremse für Gas und Wärme auf den Lieferanten abgestellt werden, damit die Begriffe einheitlich verwendet werden.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	Elektrizitätsversorgungsnetz an Letztverbraucher liefert	
[...]		
12. Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person, die an einer Netzentnahmestelle zum Zwecke des eigenen oder fremden Verbrauchs hinter dieser Netzentnahmestelle mit Strom beliefert wird oder in den Fällen des § 7 den Strom ohne Lieferung entnimmt,	12. Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person, die an einer Netzentnahmestelle zum Zwecke des eigenen oder fremden Verbrauchs hinter dieser Netzentnahmestelle mit Strom beliefert wird oder in den Fällen des § 7 den Strom ohne Lieferung entnimmt , Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nummer 25 des Energiewirtschaftsgesetzes	<p>Abstellen auf Definition im EnWG wie bei Gas und Wärme, damit keine Missverständnisse aufkommen</p> <p>„Netzentnahmestelle“ sollte einheitlich als „Entnahmestelle“ bezeichnet werden, damit keine Missverständnisse zwischen Strom und Gas entstehen, dies ist auch die gängige Bezeichnung nach dem EnWG z.B. § 20 – Netzzugang und Lieferantenrahmenverträge</p> <p>Das StromPBG definiert den Letztverbraucher in Anlehnung an die Begriffsbestimmung im EEG. Da nicht die Definition aus dem EnWG genutzt wird, ist nicht eindeutig, ob private und öffentliche Ladesäulen gleichermaßen hier berücksichtigt werden. Zwar werden in der Begründung die Ladesäulen genannt. Allerdings wäre hier eine Klarstellung im Gesetz notwendig, um Missverständnisse zu vermeiden. Die Begründung ist vor diesem Hintergrund widersprüchlich. Der</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		Letztverbraucherbegriff des EnWG wirft diesbezüglich keine Fragen auf und wird für die Gaspreisbremse genutzt. Gleiches sollte auch für die Strompreisbremse gelten.
[...]		
25. Stromerzeugungsanlage jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt,	23. Stromerzeugungsanlage jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt, wobei Einheiten von Solaranlagen, die von demselben Betreiber am selben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen werden, summarisch als eine Einheit gelten.	An den Stellen, an denen nur auf die Stromerzeugungsanlage abgestellt wird, bräuchte man für Solaranlagen (1 Modul = 1 Stromerzeugungsanlage) eine Zusammenfassung. BDEW-Vorschlag: (auch für die Ermittlung der 1 MW-Grenze): gem. § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV
[...]		
Teil 2 Entlastung der Letztverbraucher		
§ 3 Anwendungsbereich		
(1) Die Regelungen dieses Teils sind vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund des § 47 Nummer 1 auf Netzentnahmen von Strom anzuwenden,	(1) Dieser Teil ist vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund des § 46 Nummer 1 oder 2 auf Netzentnahmen von Strom anzuwenden, der nach dem	Grundsätzlich ist es sinnvoller auf die „Entnahme“ statt auf den „Verbrauch“ abzustellen, da Energie grundsätzlich umgewandelt wird. Darüber hinaus sollten die

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
der nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem 1. Januar 2024 im Bundesgebiet verbraucht wurde.	31. Dezember 2022 und vor dem 1. Januar 2024 im Bundesgebiet verbraucht entnommen wurde.	<p>Begriffe in beiden Gesetzen einheitlich verwendet werden. Im Übrigen wird auch in dem vorliegenden Gesetz auf „Entnahme“ abgestellt.</p> <p>Der Vorbehalt hinsichtlich der Rechtsverordnung ist abzulehnen. Grundsätzlich sollte die Regelung einen klaren Anwendungsbereich haben, der zu einer festgelegten Zeit endet. Auch nach der Änderung der Regelung besteht die Möglichkeit zur Verlängerung, wenn auch nur auf den bisher bekannten Zeitraum bis April 2024</p>
(2) Die Bundesregierung kann durch Rechtsverordnung nach § 47 Nummer 1 den zeitlichen Anwendungsbereich dieses Teils bis zum 30. April 2024 zu verlängern.	(2) Die Bundesregierung legt kann rechtzeitig eine Verordnung nach § 46 Nummer 1 vorlegen , um den zeitlichen Anwendungsbereich dieses Teils bis zum 30. April 2024 zu verlängern.“	<p>Eine Verlängerung der Maßnahmen ist abzulehnen, insbesondere wenn sie nicht unbedingt erforderlich sind. Bis zum 31. Dezember 2023 sollte die Bundesrepublik Deutschland in der Lage sein, derartige Unterstützungsmaßnahmen selbst durchzuführen und nicht Tausende Unternehmen, deren Aufgabe ist es die Energieversorgung aufrechtzuerhalten und zu sichern für die Umsetzung dieser staatlichen Aufgabe zu nutzen</p> <p>Die Möglichkeit der Verlängerung sorgt zudem für weitere Unsicherheiten bei den</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		umsetzenden Energieversorgern, die sich auf einen klaren Zeitrahmen einstellen müssen.	
(3) Die Regelungen dieses Teils sind nicht anzuwenden auf Strom, der ohne Netzentnahme verbraucht wird.		Diese Regelung ist nach wie vor zu begrüßen.	
§ 4 Entlastung von Letztverbrauchern			
	Grundsätzliche Anmerkung: Die vorgesehene Entlastung der Letztverbraucher ist in höchstem Maße komplex. Das beinhaltet die Ermittlung der Entlastungskontingente, Entlastungsbeträge, die Abgrenzung und Preisermittlung bei den Anspruchsberechtigten sowie den Datenaustauschpflichten. Im Vergleich zu den Entlastungsregelungen im Gas- und Wärmebereich sind die Kundenanzahl und Preis- und Abrechnungsmodelle um ein Vielfaches höher und komplexer. Ein Abstellen der Entlastungskontingente auf historische Verbräuche wird grundsätzlich kritisch gesehen und widerspricht in einigen Anwendungsfällen dem politischen Wunsch der Wärme- und Verkehrswende. Im SLP-Bereich sollte auf die aktuelle Jahresverbrauchsprognose des Lieferanten und im RLM-Bereich auf Verbrauchswerte der aktuellen Abrechnungsperiode abgestellt werden. Die vorgesehenen Entlastungsregelungen sind in dieser Form durch die Lieferanten nicht umsetzbar. Es bedarf einer erheblichen Vereinfachung und Komplexitätsreduktion.		
(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die am ersten Tag eines Kalendermonats Strom an einen Letztverbraucher über eine Netzentnahmestelle liefern, müssen dem Letztverbraucher eine Absenkung der	(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die am ersten Tag eines Kalendermonats Strom an einen Letztverbraucher über eine Netzentnahmestelle liefern, müssen	Die Begriffe der Gesetze Gas/Wärme und Strom sollten vereinheitlicht werden, z.B.: „Gewähren“ – „gutschreiben“ „Netzentnahmestelle“ – „Entnahmestelle“	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>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.</p>	<p>dem Letztverbraucher eine Absenkung der Stromkosten den in Höhe des monatlichen Entlastungsbetrags gewähren. Der Entlastungsbetrag nach Satz 1 ist in Summe der monatlichen Entlastungsbeträge über alle Kalendermonate Abrechnungsmonate des Kalenderjahres 2023 Abrechnungszeitraumes begrenzt auf die tatsächlichen Stromkosten des Letztverbrauchers an der betreffenden Netzentnahmestelle für das Kalenderjahr 2023.</p>	<p>„Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ – „Lieferanten“</p> <p>Dies würde zur Vereinfachung beitragen.</p> <p>Die EVU senken nicht die Stromkosten ab, sondern ein Teil der Rechnung wird faktisch von einem Dritten gezahlt. Aus diesem Grund gewähren die Lieferanten den Entlastungsbetrag. Hier sollten gleiche Formulierungen und möglichst das gleiche Verfahren gewählt werden.</p> <p>Die Formulierung in Satz 2 ist nicht eindeutig. Sie lässt offen, welche Summe zu bilden ist. Darüber hinaus erfassen die Stromkosten auch Grundpreise und Netzentgelte, für die der Entlastungsbetrag gerade nicht gelten soll. Wenn diese Regelung klarstellen soll, dass der Entlastungsbetrag nicht höher als die Stromrechnung sein soll, sollte das an anderer Stelle und ausdrücklich geregelt sein.</p> <p>Abrechnungen finden unterjährig statt und können nur unter extrem hohen Aufwänden auf Kalenderjahre umgerechnet werden.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		<p>In der Folge der Ursprungsformulierung werden massenhaft Stornos und Rechnungskorrekturen provoziert.</p> <p>Einzig umsetzbarer Fall ist: Bei jeder Rechnung die betroffenen Monate summieren und gegen die tatsächlichen Stromkosten im selben Zeitraum halten. „Abrechnungszeitraum“ explizit gewählt, um auch Zwischenrechnungen mit abzudecken.</p>
<p>(2) Der monatliche Entlastungsbetrag ergibt sich nach Maßgabe der §§ 5 bis 11 für jede Netzentnahmestelle eines Letztverbrauchers als Produkt aus dem Differenzbetrag nach § 5 und dem Entlastungskontingent nach § 6. Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, ist das Produkt nach Satz 1 gedeckelt durch die für die jeweilige Netzentnahmestelle nach § 9 Absatz 5 anzuwendende monatliche Höchstgrenze. Satz 2 ist nicht auf Schienenbahnen anzuwenden.</p>	<p>2) Der monatliche Entlastungsbetrag ergibt sich nach Maßgabe der §§ 5 bis 11 für jede NetzeEntnahmestelle eines Letztverbrauchers als Produkt aus dem Differenzbetrag nach § 5 und dem Entlastungskontingent nach § 6. Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, ist das Produkt nach Satz 1 gedeckelt durch die für die jeweilige NetzeEntnahmestelle nach § 9 Absatz 5 anzuwendende monatliche Höchstgrenze. Satz 2 ist nicht auf Schienenbahnen anzuwenden.</p> <p>Ist der Letztverbraucher ein Unternehmen ist der Anspruch nach § 9 begrenzt. Die Grenzen stellt die Prüfbehörde nach § 11 fest. Liegt keine Feststellung der Höchstgrenze vor, ist der Anspruch auf</p>	<p>Es sollte einheitlich der Begriff „Entnahmestelle“ verwendet werden. Sinnvoll ist die Verwendung des Begriffs Entlastungskontingent. Er sollte ggf. definiert werden.</p> <p>Darüber hinaus sollten alle Einschränkungen und Erweiterungen des Anspruchs bereits an dieser Stelle ausdrücklich geregelt sein. Dazu gehört die Einschränkung auf eine bestimmte Höhe und die rückwirkende Erweiterung auf einen zusätzlichen Zeitraum.</p> <p>Die Regelungen sind sonst außerordentlich schwer zu verstehen. Nicht auf den ersten Blick verständlich ist, wieso die Prüfung nach § 9 entnahmestellenscharf erfolgt, aber die Mittteilung nach § 11 wieder eine Verteilung</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	150.000 Euro pro Entnahmestelle begrenzt.	ermöglicht. Die Feststellung in § 11 bezieht sich außerdem auf alle Entnahmestellen und die Begrenzung in § 9 nur auf eine Entnahmestelle.
(3) Der Entlastungsbetrag ist unter dem Vorbehalt der Rückforderung zu gewähren. Der Vorbehalt ist aufzuheben mit der Wertstellung des Ausgleichs der Abrechnung für das Kalenderjahr 2023, die die Vorgaben des § 12 Absatz 3 erfüllt. Abweichend von Satz 2 besteht in den Fällen des § 37 Absatz 1 Satz 2 der Vorbehalt einer Rückforderung nach § 37 Absatz 4 fort.	(3) Der an Unternehmen gezahlte Entlastungsbetrag ist unter dem Vorbehalt der Rückforderung zu gewähren. Der Vorbehalt dient der beihilferechtlichen Rückforderung des Entlastungsbetrages durch die Bundesrepublik Deutschland und ist aufzuheben mit der Wertstellung des Ausgleichs der Abrechnung für das Kalenderjahr 2023, die die Vorgaben des § 12 Absatz 3 erfüllt. Abweichend von Satz 2 besteht in den Fällen des § 37 Absatz 1 Satz 2 der Vorbehalt einer Rückforderung nach § 37 Absatz 4 fort.	Der Vorbehalt muss begründet werden. Gemeint ist hier offenbar der beihilferechtliche Vorbehalt. Für Letztverbraucher, die keine Unternehmen sind, ist ein Vorbehalt nicht nachvollziehbar und endet nie, weil § 12 Abs. 3 auf sie nicht anwendbar ist. Die sich anschließende komplexe Verweiskette bezieht sich nur auf Unternehmen und deren beihilferechtliche Erklärung. Hier sollte auch klar formuliert sein wer zurückfordern kann, eine staatliche Stelle. Es muss klargestellt werden, dass Ansprüche des Staates bei nicht schuldhaftem Verhalten der EVU direkt in der Beziehung Kunde-Staat abgewickelt werden.
(4) Soweit das Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit dem Letztverbraucher Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen vertraglich vereinbart hat, hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den	(4) Soweit das Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit dem Letztverbraucher Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen vertraglich vereinbart	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>monatlichen Entlastungsbetrag in den mit dem Letztverbraucher vereinbarten Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen zu berücksichtigen. Wenn zwischen Letztverbraucher und Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Abschlagszahlungen oder Vorauszahlung vertraglich vereinbart sind, erfolgt die Berücksichtigung des monatlichen Entlastungsbetrags die Berücksichtigung in der nächsten Rechnung. Wenn zwischen Letztverbraucher und Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen vertraglich vereinbart sind, erfolgt die Berücksichtigung des monatlichen Entlastungsbetrags in der nächsten Rechnung,</p>	<p>hat, hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Entlastungsbetrag in den mit dem Letztverbraucher vereinbarten Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen zu berücksichtigen.</p> <p>Entnahmen in den Monaten Januar und Februar 2023 sind abweichend nach § 49 zu berücksichtigen. Wenn zwischen Letztverbraucher und Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Abschlags- oder Vorauszahlung vertraglich vereinbart sind, erfolgt die Berücksichtigung des ist der Entlastungsbetrag s durch Berücksichtigung in der nächsten Rechnung zu berücksichtigen.</p>	<p>Für Strom der in den Monaten Januar und Februar entnommen wird, erfolgt die Berücksichtigung abweichend nach § 49. Darauf sollte bereits hier verwiesen werden. Am sinnvollsten wäre es die Regelung in § 49 vorzuziehen, da sie die Ansprüche zumindest in zeitlicher Hinsicht begrenzt. Insgesamt sollte sich die Regelung soweit wie möglich an der Vorgabe für Gas orientieren und zumindest für den Bereich der Standardlastprofilkunden weitestgehend orientieren.</p>
<p>1. Für Netzentnahmestellen, die der Erzeugung, Umwandlung oder Verteilung von Energie dienen, wenn der Entlastungsbetrag des</p>	<p>Streichen</p>	<p>Es ist nicht sachgerecht, diese Netzentnahmestellen von Ansprüchen</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
Unternehmens insgesamt über 2 Millionen Euro liegt, oder		auszuschließen. Die beihilferechtliche Begründung des Gesetzentwurfs überzeugt nicht, da der Temporary Crisis Framework dies nicht verlangt. Eine sachliche Begründung fehlt und stellt zB Netzbetreiber erheblich schlechter. Auch EVU müssen mit hohen Energiekosten für ihren eigenen Bedarf umgehen.
[...]		
Wenn Letztverbraucher die Voraussetzungen nach Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 erfüllen, müssen sie dies ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen unverzüglich vor der Inanspruchnahme eines Entlastungsbeitrags mitteilen.	Wenn ein Letztverbraucher die Voraussetzungen nach Satz 1 Nummer 1 oder 2 erfüllt, muss er dies seinem Erdgaslieferanten unverzüglich vor der Inanspruchnahme eines Entlastungsbetrags mitteilen. Teilt der Letztverbraucher dem Gaslieferanten die für die Anspruchsberechtigung erforderlichen Angaben nicht mit oder macht er falsche Angaben, ist der Letztverbraucher verpflichtet, den an ihn vom Gaslieferanten ausgezahlten Entlastungsbetrag an die Kreditanstalt für Wiederaufbau zurückzuzahlen.	Es liegt in der Verantwortung des Letztverbrauchers, dass er die gesetzlichen Vorgaben erfüllt. Würde er die Entlastung annehmen, wäre dies strafrechtlich als Subventionsbetrug zu werten. Das EVU kann die Überprüfung nicht vornehmen. Das Risiko von Falschangaben der Kunden hinsichtlich der Berechtigung zum Erhalt des Entlastungsbetrages sowie das des Zahlungsausfalls des Kunden darf nicht den Lieferanten aufgebürdet werden, sondern muss vom Staat getragen werden. Der Staat muss auch Rückforderungen abwickeln.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>(6) Der Anspruch des Letztverbrauchers auf den Entlastungsbetrag nach Absatz 1 ist unpfändbar. Eine Saldierung durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der jeweiligen Kostenabrechnungen mit dem in Satz 1 genannten Anspruch ist zulässig.</p>	<p>§ XXX Unpfändbarkeit Der Anspruch des Letztverbrauchers auf den Entlastungsbetrag nach Absatz 1 ist unpfändbar. Eine Saldierung durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der jeweiligen Kostenabrechnungen mit dem in Satz 1 genannten Anspruch ist zulässig.</p>	<p>Auch an dieser Stelle sollte eine Harmonisierung mit der Vorschrift für Gas in einem eigenen Paragraphen erfolgen.</p>
§ 5 Differenzbetrag		
<p>(1) Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit nicht zeitvariablen Arbeitspreisen aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle am ersten Tag eines Kalendermonats vertraglich vereinbarten gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit zeitvariablen Arbeitspreisen aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle mit der zeitlichen Gültigkeit</p>	<p>(1) Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit nicht zeitvariablen Arbeitspreisen aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle am ersten Kalendertag eines Kalendermonats Tag des Liefermonats vertraglich vereinbarten gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat Liefermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit zeitvariablen Arbeitspreisen</p>	<p>Es sollte nicht auf den Kalendermonat abgestellt werden, weil der Liefermonat davon abweichen und dadurch eine komplexe Berechnung erforderlich werden kann. Positiv anzumerken ist, dass hier von Entnahmestelle die Rede ist.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
<p>der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Wenn der gewichtete durchschnittliche Arbeitspreis nach Satz 1 oder 2 am ersten Tag eines Kalendermonats für den gesamten Kalendermonat nicht ermittelt werden kann, ist für die Bestimmung des gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises auf den mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreis des Vormonats abzustellen.</p>	<p>aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat Liefermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Wenn der gewichtete durchschnittliche Arbeitspreis nach Satz 1 oder 2 am ersten Tag eines Kalendermonat Liefermonat für den gesamten Kalendermonat Liefermonat nicht ermittelt werden kann, ist für die Bestimmung des gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises auf den mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreis des Vormonats abzustellen.</p>		
(2) Der Referenzenergiepreis beträgt für Netzentnahmestellen, an denen			

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
1. bis zu 30 000 Kilowattstunden entnommen werden, 40 Cent pro Kilowattstunde einschließlich Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen, oder	1. bis zu 30 000 Kilowattstunden entnommen werden mit einem Gesamtpreis abgerechnet wird , 40 Cent pro Kilowattstunde einschließlich des verbrauchsunabhängigen Anteils an den Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen einschließlich Umsatzsteuer , oder	<p>Eine Differenzierung innerhalb der Kundengruppe SLP mit mehr oder weniger als 30 MWh ist in den meisten Fällen nur kalkulatorisch möglich. Sie führt zu einem weiteren kritischen Anstieg des Umsetzungsaufwandes. Daher sollte möglichst nach Preismodellen differenziert werden.</p> <p>Darüber hinaus sind Messstellenentgelte und verbrauchsunabhängige Bestandteile des Netzentgeltes Teil des Arbeitspreises.</p>
2. über 30 000 Kilowattstunden entnommen werden, 13 Cent pro Kilowattstunde vor Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen.	2. über 30 000 Kilowattstunden entnommen werden nicht mit einem Gesamtpreis abgerechnet wird, 13 Cent pro Kilowattstunde auf den Versorgeranteil nach § 3 Nr. 35a EnWG vor Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen .	<p>Nahezu alle Tarife im Strom sind bis 100.000 kWh – der klassischen Grenze zwischen SPL und RLM – ausgelegt. Unter 100.000 kWh werden in der Regel Netto All-Inklusive-Preise plus USt. abgerechnet. In den Systemen sind für SLP-Tarife keine Arbeitspreise, Netzentgelte etc. separat abgebildet und dementsprechend kann auch für eine Berechnung bei den Kunden zwischen 30.000 kWh und 100.000 kWh nicht auf solche Werte zurückgegriffen werden. Sie müssten erst aufwendig errechnet werden. Dies gilt vor allem auch in der Ersatzversorgung in Niederspannung, die auch für Kunden mit über 30.000 kWh eingreifen kann. Hier muss nach EnWG-Vorgaben ein Gesamtpreis gebildet werden. Eine</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		<p>Abrechnung nach der Preisformel für einen reinen Energiepreis, wie für die nach § 6 anspruchsberechtigten RLM-Letztverbraucher, würde zu einem Verstoß gegen das EnWG führen.</p> <p>Es kommen unter anderem drei Alternativen in Betracht:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nutzung der 100.000 kWh – Grenze und Preisdifferenzierung innerhalb der Kundengruppe bis 100.000 kWh (ersetzen des Grenzwertes 30.000 kWh durch 100.000 kWh) • Nutzung der 30.000 kWh – Grenze und Differenzierung für die Berechnung in der Gruppe • Differenzierung nach Verträgen mit Gesamtpreis und ohne Gesamtpreis (siehe Formulierungsvorschlag) <p>Jegliche abweichende Grenze von 100.000 kWh zur Differenzierung der Anspruchsberechtigungen und der Ermittlung des Differenzbetrages erfordert umfangreiche Anpassungen an den Abrechnungssystemen. Im Gegensatz zu Gas ist</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		<p>im Strombereich eine vielfach höhere Komplexität gegeben. Eine fristgerechte Umsetzung ist unter diesen Voraussetzungen nicht möglich. Ggf. ist hier eine getrennte Handhabung für SLP- und RLM-Kunden möglich. So könnte über einen anderen Centbetrag für SLP-Kunden mit all-inklusive-Verträgen über 30.000 kWh ggf. der gleiche Effekt erzielt werden.</p> <p>Hinsichtlich des Preises sollte in Anlehnung an die Gas- und Wärmeregelungen klargestellt werden, dass auch die Umsatzsteuer ein staatlich veranlasster Preisbestandteils ist.</p>
Maßgeblich für die Einordnung nach Satz 1 Nummer 1 oder 2 ist im Fall einer Netzentnahmestelle, an der die Netzentnahme		
1. über standardisierte Lastprofile bilanziert wird, die jeweils aktuelle dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorliegende Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers nach § 13 Absatz 1 der Stromnetzzugangsverordnung,	<p>1. über standardisierte Lastprofile bilanziert wird, die jeweils aktuelle Jahresverbrauchsprognose, die dem Vertrag des dem Elektrizitätsversorgungsunternehmens mit dem Letztverbraucher zugrunde liegt. Sollte diese nicht vorliegen, kann auf die Jahresverbrauchsprognose des</p>	<p>Richtig ist, dass auf eine möglichst <u>aktuelle</u> Jahresverbrauchsprognose abzustellen ist. Es ist jedoch aus Gründen der Kommunikation mit den Kunden sinnvoll, auf die letzte verfügbare Jahresverbrauchsprognose <u>des Lieferanten</u> abzustellen, da sie den Wert enthält, der dem Kunden bekannt ist. Dieser Wert bestimmt sich auf der Basis des letzten abgerechneten Verbrauchs. Die Prognosen der Netzbetreiber</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	<p>Netzbetreibers zurückgegriffen werden. vorliegende Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers nach § 13 Absatz 1 der Stromnetzzugangsverordnung</p>	<p>entsprechen oft nicht genau dem Verbrauch der Kunden. Eine mögliche Anpassung bei Neuanschaffung von Verbrauchsgeräten wie Wärmepumpen kann so ebenfalls schnell ohne das Setzen eines eigenen Zählers berücksichtigt werden.</p> <p>Bei der Gaspreisbremse wird grundsätzlich die Jahresverbrauchsprognose der Lieferanten als Grundlage genommen, es gibt keinen Grund hier eine andere Regelung zu treffen.</p> <p>Ein Rückgriff auf historische bzw. weit zurück liegende Jahresverbrauchsprognosen z.B. 2019 ist in den Abrechnungssystemen nicht abbildbar und liegen in vielen Fällen auch nicht vor (Lieferantenwechsel). Auch ein Antragsverfahren durch Letztverbraucher zur Anpassung der Jahresverbrauchsprognose zur Bestimmung des Mengenkontingent ist im gegebenen Zeitrahmen nicht umsetzbar. Hierfür existieren keine automatisierten Prozesse.</p> <p>Die Jahresverbrauchsprognose, die dem Vertrag des EVU mit dem Letztverbraucher zugrunde liegt, ist der einzige Wert, der eine Umsetzung der</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		<p>Strompreisbremse im Massenkundengeschäft des SLP-Bereichs zuließe.</p> <p>Bei einer Bezugnahme auf die aktuellste Prognose sollte die Corona-Effekte nicht mehr übermäßig zur Geltung kommen, die für viele Haushaltkunden vermutlich zu einem erhöhten Verbrauch und für viele Unternehmen zu einem niedrigeren Verbrauch geführt haben.</p>
2. nicht über standardisierte Lastprofile bilanziert wird,		
a) die Strommenge, die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 gemessen oder anderweitig festgestellt hat, oder	Die Strommenge, die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 im Abrechnungszeitraum gemessen oder anderweitig festgestellt hat, oder	<p>Unverständlich ist wieso hier auf das Jahr 2021 abgestellt wird. Der Verweis auf ein weiter zurückliegendes Jahr als 2022 ist nicht nachvollziehbar. Diese Daten wären deutlich veraltet.</p> <p>Grundsätzlich wäre es hier möglich und vorzugswürdig, anhand von aktuellen gemessenen Werten für einen Monat (ggf. mit einer Hochrechnung) den Verbrauch zu bestimmen und auch den Entlastungsbetrag abzurechnen. Dies hätte den Vorteil, dass weder Coronaeffekte noch zusätzliche Verbrauchsgeräte</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		wie Wallboxen oder Ladesäulen und Wärmepumpen unberücksichtigt blieben. Darüber hinaus müssten die Werte nicht in die Systeme übertragen werden. Der aktuelle Verbrauch ist darüber hinaus auch ein objektiver Wert.
b) die nach den Vorgaben nach Satz 3 geschätzte Strommenge, falls Messdaten nicht für den vollen Zeitraum nach Buchstabe a, aber mindestens für drei volle Kalendermonate nach dem 31. Dezember 2021 verfügbar sind.	Streichen	Nicht erforderlich, wenn auf der Grundlage gemessener Werte abgerechnet wird.
Wenn der Jahresverbrauch nach Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b zu schätzen ist, beträgt der anzusetzende Jahresverbrauch den jeden Monat erneut auf ein volles Kalenderjahr hochzurechnenden, vom Messstellenbetreiber laufend gemessenen Verbrauch. Die laufende Hochrechnung nach Satz 3 muss mit dem Monat beginnen, für den erstmals nach dem 31. Dezember 2020 vollständige Messdaten verfügbar sind. Für die laufende Hochrechnung	Wenn der Jahresverbrauch nach Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b zu schätzen ist, beträgt der anzusetzende Jahresverbrauch den jeden Monat erneut auf ein volles Kalenderjahr 12 Monate hochzurechnenden, vom Messstellenbetreiber laufend gemessenen Verbrauch. Die laufende Hochrechnung nach Satz 3 muss mit dem Monat beginnen, für den erstmals nach dem 31. Dezember 2020 vollständige Messdaten	Es sollte auf Monate und nicht Kalenderjahr abgestellt werden. Darüber hinaus würde eine Schätzung meist entbehrlich werden wenn die gemessenen Werte genutzt würden.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>sind maximal zwölf zusammenhängende Kalendermonate zu verwenden.</p> <p>Für Netzentnahmestellen, an denen eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe in Betrieb genommen wird, die über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, oder eine bereits in Betrieb genommene elektrisch angetriebene Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, ist Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass eine Schätzung nach den Vorgaben nach Satz 3 bereits dann erfolgt, wenn ein voller Kalendermonat nach dem 31. Dezember 2021 verfügbar ist.</p>	<p>verfügbar sind. Für die laufende Hochrechnung sind maximal zwölf zusammenhängende Kalendermonate Monate zu verwenden.</p> <p>Für Netzentnahmestellen, an denen eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe in Betrieb genommen wird, die über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, oder eine bereits in Betrieb genommene elektrisch angetriebene Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, ist Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass eine Schätzung nach den Vorgaben nach Satz 3 bereits dann erfolgt, wenn ein voller Kalendermonat nach dem 31. Dezember 2021 verfügbar ist.</p>	<p>Nicht nachvollziehbar ist die Regelung für den Neuanschluss von Wärmepumpen nach einem bestimmten Datum, soweit sie über einen eigenen Zähler verfügen. Diese Fälle bedürfen grundsätzlich keiner anderen Regelung als für alle anderen Neuanschlüsse, die nie eine Jahresverbrauchsprognose auf der Grundlage eines Vorjahreswertes aufweisen. Sinnvoll wäre dagegen eine Regelung für steuerbare Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen und Elektromobile und Netzanschlüsse, bei denen eine PV-Anlage zugebaut worden ist, wenn keine eigene Messung erfolgt. In einem Fall würde auch die aktuelle Jahresverbrauchsprognose zu gering</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		und im anderen ggf. zu hoch sein, wenn die PV-Anlage zum Eigenverbrauch genutzt wird. In diesen Fällen wäre eine Hochrechnung oder eine Schätzung sinnvoll.
§ 6 Entlastungskontingent		
Der Differenzbetrag nach § 5 wird gewährt für ein Entlastungskontingent. Dieses beträgt pro Kalendermonat für	Der Differenzbetrag nach § 5 wird gewährt für ein Entlastungskontingent. Dieses beträgt pro Kalendermonat Liefermonat für	Der Differenzbetrag sollte die Entnahmestelle pro Liefermonat beziehen. Insbesondere wenn die Regelung wie geplant verlängert wird bis April 2024 ist die Bezugnahme auf das Kalenderjahr nicht sinnvoll. Die Jahresverbrauchsprognose bezieht sich ganz überwiegend auch nicht auf das Kalenderjahr, da es in der Regel nicht mit dem Abrechnungszeitraum von einem Jahr übereinstimmt. Hier sollten auch im Text für Strom und Gas möglichst gleich Begriffe genutzt werden (Entlastungsbetrag – Differenzbetrag).

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
1. Netzentnahmestellen, für die der Referenzenergiepreis nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 anzuwenden ist, 80 Prozent		
b) im Fall von Netzentnahmestellen, die nicht über standardisierte Lastprofile beliefert werden, der Netzentnahme [...]		
aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2022 den Abrechnungsmonat gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	Hier gilt das bereits oben Dargestellte: Ein Abstellen der Entlastungskontingente im RLM-Bereich auf Basis derart historischer Verbräuche ist für die Umsetzung ein weiterer Hinderungsfaktor, der die Komplexität erhöht. Er ist kritisch und widerspricht in einigen Anwendungsfällen dem politischen Wunsch der Wärme- und Verkehrswende. Im RLM-Bereich sollte auf Verbrauchswerte der aktuellen Abrechnungsperiode abgestellt werden. D.h., für jeden Monat, der abgerechnet wird, wird auf gemessenen Verbrauchswerte abgestellt. Diese Daten liegen im RLM- und ZSG-Bereich jeweils vor (Entlastungskontingent = 80 % oder 70% des

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		<p>gemessenen Monatsverbrauch). Es ist daher völlig unklar, warum umständlich auf einen weit zurückliegenden Zeitraum zurückgegriffen wird, der in den Systemen nicht ohne erheblichen Aufwand abrufbar ist und den man dann durch 12 teilt, um dann auf einen Monatswert zu kommen, der von dem gemessenen Wert abweicht.</p> <p>Nicht nachvollziehbar ist der Verweis auf ein noch weiter zurückliegendes Jahr als 2022. Diese Daten wären deutlich veraltet und beziehen einerseits den Coronazeitraum ein und berücksichtigen andererseits Auswirkungen der Energiewende in den letzten 15 Monaten nicht (Anschluss von PV- vor Eigenversorgung und Umstellung von Fahrzeugflotten auf Elektromobile).</p>
bb) die nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b geschätzt wurde, geteilt durch zwölf,	Streichen	Eine Schätzung ist nicht erforderlich, wenn auf aktuell gemessene Werte abgestellt wird.
2. Netzentnahmestellen, für die der Referenzenergiepreis nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 anzuwenden ist: 70 Prozent		

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
a) im Fall von Netzentnahmestellen, die über standardisierte Lastprofile bilanziert werden, der aktuellen dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorliegenden Jahresverbrauchsprognose für die Netzentnahmestelle geteilt durch zwölf oder		Anmerkungen siehe oben (§ 5 Abs. 2)
b) im Fall von Netzentnahmestellen, die nicht über standardisierte Lastprofile beliefert werden, der Netzentnahme,		
aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für den Zeitraum zwischen dem 1. Januar und dem 31. Dezember 2021 gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für den Zeitraum zwischen dem 1. Januar und dem 31. Dezember 2021 Abrechnungsmonat gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	Anmerkungen siehe oben (§ 6 1 b) aa).
bb) die nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b geschätzt wurde, geteilt durch zwölf,	Streichung	Es bedarf keiner Schätzung, wenn aktuell gemessene Werte zugrunde gelegt werden.
Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Letztverbraucher können einvernehmlich eine		Unglücklich ist, dass im Strom das Kontingent geteilt wird und im Gas der Entlastungsbetrag (§

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>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.</p>		<p>8 Abs. 1). Das schafft unnötig Verwirrung und Mehraufwand, weil beides programmiert werden müsste.</p> <p>Die Aufteilung erhöht grundsätzlich die Komplexität und sollte daher gestrichen werden. Sollte sie beibehalten werden sollten für Strom und Gas- und Wärme einheitlich entweder der Betrag oder das Kontingent geteilt werden, um den Umsetzungsaufwand zu begrenzen. Wir plädieren, für die Teilung des</p>
<p>§ 7 Entlastungsbetrag von sonstigen Letztverbrauchern</p>		
<p>(1) Soweit Letztverbraucher Strom verbrauchen, der einer Netzentnahmestelle ohne Lieferung eines Elektrizitätsversorgungs-unternehmens entnommen wird, haben diese sonstigen Letztverbraucher gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Absenkung der Stromkosten in Höhe</p>	<p>(1) Soweit Letztverbraucher Strom verbrauchen, der einer Netzentnahmestelle ohne Lieferung eines Elektrizitätsversorgungs-unternehmens entnommen wird, haben diese sonstigen Letztverbraucher gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Absenkung der Stromkosten in Höhe des monatlichen</p>	<p>Die Regelungen für Strom und Gas sind hier zu harmonisierten. Grundsätzlich sollte die Bearbeitung wie im Gasbereich an zentraler staatlicher Stelle erfolgen und auch für alle Letztverbraucher gelten, die desintegrierte Verträge haben und ein Portfolio bei einem Lieferanten beschaffen (eine Gesamtmenge für alle Lieferstellen). Hier hat der Lieferant Kenntnis darüber, für welche Lieferstelle welche Menge geliefert wurde. Das gleich gilt, wenn der Kunde von zwei Lieferanten beliefert wird. Die</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
des monatlichen Entlastungsbetrags nach dem nachfolgenden Absatz.	<p>Entlastungsbetrags nach dem nachfolgenden Absatz</p> <p>Soweit Letztverbraucher Strom an einer Entnahmestelle aus dem Netz entnehmen, den sie selbst oder mit ihnen verbundene Unternehmen verbrauchen, haben sie gegenüber [der staatlichen Stelle] einen Anspruch auf Erstattung in Höhe des monatlichen Entlastungsbetrags nach dem nachfolgenden Absatz, wenn der Letztverbraucher</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. in einen eigenen Bilanzkreis einspeist 2. auf der Grundlage von Verträgen beliefert wird, für die Absicherungsgeschäfte für den zeitlichen Anwendungsbereich gemäß § 1 getätigt worden sind oder werden, 3. wenn die zugrunde liegenden Lieferverträge zumindest teilweise indiziert sind oder 4. von mehreren Lieferanten beliefert wird. 	Abwicklung der Entlastung über den ÜNB ist insgesamt fraglich und extrem aufwendig. Der Anspruch muss abhängen von der Finanzierung des ÜNB.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>7. ist § 49 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass anstelle des Elektrizitätsversorgungsunternehmens der für die betreffende Netzentnahmestelle regelzonerverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber zur Auszahlung verpflichtet ist und im Rahmen der Bestimmung des Differenzbetrages nach § 5 Absatz 1 anstelle des vereinbarten durchschnittlichen Strompreises die für die Belieferung der Netzentnahmestelle im Vormonat abgerechneten, mit der zeitlichen Gültigkeit gewichteten durchschnittlichen Beschaffungskosten an der betreffenden Netzentnahmestelle heranzuziehen sind.</p>		
§ 8 Lieferantenwechsel		
	<p>Vorbemerkung: Die Regelungen zum Lieferantenwechsel sind in dieser Form nicht umsetzbar und sollten soweit möglich wie beim Gas gestaltet sein, wobei eine 1:1 Übertragung allerdings nicht möglich ist. Diese Prozesse müssten bei Lieferanten erst mit sehr hohem manuellem und</p>	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		zeitlichem Aufwand eingerichtet werden. Die Umsetzung ist sehr aufwendig und ist aufgrund fehlender automatischer Marktprozesse nicht rechtzeitig umsetzbar.
Bei einem Wechsel des eine Netzentnahmestelle beliefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmens im Kalenderjahr 2023.		
1. sind die in eine nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b erfolgte Schätzung eingeflossenen Ergebnisse auch für den neuen Lieferanten verbindlich,		s. oben
2. ist eine nach § 6 Absatz 1 Satz 3 getroffene Vereinbarung zwischen dem Letztabbraucher und dem ursprünglichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den Zeitraum, in dem das ursprüngliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Netzentnahmestelle beliefert hat, auch für das neue Elektrizitätsversorgungsunternehmen verbindlich und		s. oben

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>3. dürfen dem Letztverbraucher Entlastungsbeträge von dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen erst gewährt werden, wenn der Letztverbraucher dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Abrechnung des ursprünglichen Elektrizitätsversorgungsunternehmens vorgelegt hat oder anderweitig sichergestellt wird, dass die neuen Entlastungsbeträge ein Entlastungskontingent zugrunde legen, welches dem Letztverbraucher zusteht.</p>		<p>§ 8 ist operativ im Massenkundengeschäft sehr aufwendig umzusetzen. Diese Prozesse müssten bei Lieferanten erst mit sehr hohem manuellem und zeitlichem Aufwand eingerichtet werden.</p>
§ 9 Höchstgrenzen		
	<p>Vorbemerkung:</p> <p>Die gesamten Regelungen zu Höchstgrenzen sind im höchsten Maße komplex, stellen alle Beteiligten vor erhebliche und bei einer kurzfristigen Umsetzung nicht lösbare Herausforderungen und sind auch im Bezug zur Ermittlung der Erstattungsansprüche zugunsten der Lieferanten relevant. Die Berücksichtigung dieser Vorgaben kann nicht automatisiert erfolgen. Die Komplexität in den vorliegenden Regelungen führt dazu, dass eine Umsetzung der Strompreisbremse fristgerecht nicht zu gewährleisten ist. Eine Vereinfachung ist dringend erforderlich (siehe auch Anmerkungen zur Gas- und Wärmepreisbremse).</p>	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	<p>Die Einhaltung von Höchstgrenzen kann nicht vom Lieferanten validiert werden. Einem Lieferanten ist nicht bekannt, ob der Nicht-Haushaltskunde ggf. bei einem anderen Lieferanten an weiteren Entnahmestellen beliefert wird. Ferner kennen EVU die verbundenen Unternehmen nicht, geschweige denn, welchen Entlastungsbetrag diese ggf. von dritter Stelle erhalten haben.</p> <p>Es bedarf einer Klarstellung im Gesetz, dass keinerlei Prüfpflicht und Haftung für die Lieferanten bestehen.</p> <p>Unzulässige Beihilfen müssen allein über den Letztverbraucher und den Staat rückabgewickelt werden.</p>	
<p>(1) Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, darf die Entlastungssumme für sämtliche Netzentnahmestellen des Letztverbrauchers und sämtliche Netzentnahmestellen von den mit dem Letztverbraucher verbundenen Unternehmen vor Abzug von Steuern und sonstigen Abgaben insgesamt nicht übersteigen:</p>	<p>(1) Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, darf die Entlastungssumme für sämtliche Netzentnahmestellen des Letztverbrauchers und sämtliche Netzentnahmestellen von den mit dem Letztverbraucher verbundenen Unternehmen vor Abzug von Steuern und sonstigen Abgaben insgesamt nicht übersteigen und er ist verpflichtet, etwaige übersteigende Entlastungen bei der zuständigen Behörde anzugeben und zurückzuzahlen:</p>	<p>Dem Lieferanten und dem Netzbetreiber ist nicht bekannt, für welchen Zweck Elektrizität verbraucht wird.</p> <p>Wörtlich ist hier wegen des Begriffs „Netzentnahme“ nur auf Strom abgestellt. Insgesamt geht es aber um alle staatlichen Maßnahmen.</p> <p>Außer dem Letztverbraucher selbst kennt ggf. niemand die genaue Zahl der Entnahmestellen. Sie müssen nicht im gleichen Netzgebiet oder in der gleichen Regelzone liegen. Deswegen sollte hier klar sein, dass zwar der Anspruch begrenzt ist, aber niemand außer dem Letztverbraucher und ggf. der zuständigen Behörde dies prüfen und</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		sicherstellen kann.
[...]		
(5) Die für die jeweilige Netzentnahmestelle pro Kalendermonat anzuwendende Höchstgrenze		Abstellung auf Kalendermonat nicht auf alle Lieferkonstruktionen anwendbar, besser: Liefermonat.
1. beträgt 150 000 Euro, solange		
a) keine Mitteilung des Letztverbrauchers nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 vorliegt und		§ 30 bezieht sich nicht nur auf eine Entnahmestelle, sondern auf alle. Vor diesem Hintergrund ist die vorliegende Regelung nicht verständlich.
[...]		
(6) Für Entlastungsbeträge, die über die nach Absatz 5 Nummer 1 und 2 Buchstabe a anzuwendende monatliche Höchstgrenze hinaus von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährt werden, besteht kein Anspruch auf Belastungsausgleich nach § 20 oder § 7.		Diese Regelung ist mit Nachdruck abzulehnen. Sie belädt dem Unternehmen die Prüfaufgaben auf, die eigentlich dem Staat obliegen und wälzt die Haftung und die Verantwortung für die Umsetzung der extrem komplex gestalteten Abläufe auf die Unternehmen ab. Sie geht davon aus, dass der Lieferant eine Verantwortung zur umfänglichen Prüfung der jeweiligen Obergrenzen hat. Diese eigentlich

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		<p>staatliche Aufgabe können weder die ÜNB noch die Lieferanten übernehmen.</p> <p>Darüber hinaus ist unklar, wie die ÜNB diese Voraussetzung überprüfen sollen. Sie muss spartenübergreifend und im Hinblick auf alle staatlichen Entlastungsmaßnahmen greifen.</p> <p>Die Regelung ist auch systematisch nicht sinnvoll eingeordnet. Würde sie Eingang finden, gehört sie thematisch zur Erstattung durch vorzugsweise eine staatliche Stelle (hier im Entwurf durch die ÜNB) und zur Entlastung. Sie den Erstattungsanspruch des Versorgers und den Entlastungsanspruch des Letztverbrauchers.</p> <p>Begriff „Belastungsausgleich“ wird in § 20 nicht verwendet. Dort geht es um einen Anspruch auf Erstattung. Darüber hinaus liegt auch keine Mitteilung vor, wenn es sich an der Entnahmestelle nicht um ein Unternehmen handelt. Letztlich ist damit auch die Gewährung des Entlastungsbetrages bedingt und kann ohne eine Erklärung nicht gewährt werden. Wenn dies der Fall ist, dürfte auch der Entlastungsanspruch nicht bestehen und nicht nur die Erstattung nicht erfolgen.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		Insgesamt ist die Regelung verwirrend und kompliziert, schon durch die vielen Verweise.
[...]		
§ 11 Verfahren der Feststellung der anzuwenden Höchstgrenzen, Einzelnotifizierung		
(1) Auf Antrag des Letztverbrauchers stellt die Prüfbehörde netzentnahmestellenbezogen für Strom und entnahmestellenbezogen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme für sämtliche Netzentnahmestellen eines Letztverbrauchers oder Kunden eines Wärmeversorgungsunternehmens (Kunde) sowie dessen verbundener Unternehmen fest:		
1. dass ein Letztverbraucher oder Kunde		
[...]		
(7) Soweit sich aus der Entscheidung der Prüfbehörde eine Abweichung von der Selbsteinschätzung des Letztverbrauchers oder Kunden nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 dieses Gesetzes oder § 22 des Erdgas-Wärme-		Die Korrektur ggf. bereits erteilter Vergünstigungen darf nicht über das EVU abgewickelt werden.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>Preisbremsengesetzes ergibt, hat die Prüfbehörde in ihrem Bescheid auch die Korrektur dieser Abweichung mit der Abrechnung nach § 12 Absatz 3 dieses Gesetzes oder § 20 Absatz 2 des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes anzuordnen. Nähere Vorgaben zu dem Verfahren nach Satz 1 regelt die Rechtsverordnung nach § 48 Nummer 2.</p>		
<p>§ 12 Vorgaben zur Vertragsgestaltung, Abrechnung und Endabrechnung</p>		
	<p>Vorbemerkung: Die Regelungen in § 12 und die entsprechenden Vorgaben für Gas weichen sprachlich voneinander ab und verkomplizieren die ohnehin überkomplexe Regelung noch weiter. Hier sollte dringend eine Harmonisierung mit der Regelung für Gas erfolgen. (siehe auch § 20 Abs. 2 Satz 3) Außerdem sind die Vorgaben ab Absatz 2 nicht in dem zeitlich vorgesehenen Rahmen umsetzbar.</p>	
<p>(1) Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf im Zusammenhang mit einem Vertrag über die Belieferung eines Letztverbrauchers mit Strom, den er im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023 schließt, weder unmittelbare noch mittelbare</p>	<p>(1) Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf im Zusammenhang mit einem Vertrag über die Belieferung eines Letztverbrauchers mit Strom, den er im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023 schließt,</p>	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>Vergünstigungen oder Zugaben gewähren, die insgesamt einen Wert von 50 Euro pro Netzentnahmestelle des Letztverbrauchers, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert, überschreiten. Ein Zuwiderhandeln gegen Satz 1 stellt einen Rechtsbruch im Sinn des § 3a des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb dar.</p>	<p>weder unmittelbare noch mittelbare Vergünstigungen oder Zugaben gewähren, die insgesamt einen Wert von 50 Euro pro Netzentnahmestelle des Letztverbrauchers, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert, überschreiten, damit die Letztverbraucher in einen Liefervertrag über leitungsgebundenes Erdgas mit ihm abschließen oder von einem anderen Lieferanten zu ihm wechseln. Ein Zuwiderhandeln gegen Satz 1 stellt einen Rechtsbruch im Sinn des § 3a des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb dar.</p>	
<p>Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf für eine Entnahmestelle eines von ihm belieferten Letztverbrauchers für die Monate, in denen der Letztverbraucher eine Entlastung nach § 4 erhält, nur einen Grundpreis vereinbaren, den er aufgrund des Stromliefervertrags mit dem Letztverbraucher am 30. September 2022 verlangen konnte. Ein anderer Grundpreis darf nur vereinbart werden, soweit sich nach dem 30. September 2022 die</p>	<p>Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf für eine Entnahmestelle eines von ihm belieferten Letztverbrauchers für die Monate, in denen der Letztverbraucher eine Entlastung nach § 4 erhält, nur einen Grundpreis vereinbaren, den er aufgrund des Stromliefervertrags mit dem Letztverbraucher am 30. September 2022 verlangen konnte. Ein anderer Grundpreis darf nur vereinbart werden, soweit sich</p>	<p>Die Regelungen zum Grundpreis generell sind zwischen Strom und Gas identisch. Für Strom ist der sinnvolle Zusatz aufgenommen, dass solche Änderungen der Grundpreise, die vor dem 25. November angekündigt wurden, nicht von dem Verbot erfasst sind. Das erscheint sinnvoll. Messstellenbetrieb und Messung können nicht mehr auseinanderfallen. Daher ist die Unterscheidung nicht sinnvoll.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>im Grundpreis enthaltenen Netzentgelte, Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung oder staatlich veranlassten Preisbestandteile geändert haben oder die Änderung des Grundpreises vor dem 25. November 2022 gegenüber den Letztverbrauchern angekündigt worden ist. Eine Vereinbarung über den Grundpreis ist unwirksam, soweit darin ein anderer Grundpreis vereinbart wurde als nach den Sätzen 1 und 2 vereinbart werden durfte.</p>	<p>nach dem 30. September 2022 die im Grundpreis enthaltenen Netzentgelte, Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung signifikante Steigerungen von Vertriebskosten oder staatlich veranlassten Preisbestandteile geändert haben oder die Änderung des Grundpreises vor dem 25. November 2022 gegenüber den Letztverbrauchern angekündigt worden ist. Eine Vereinbarung über den Grundpreis ist unwirksam, soweit darin ein anderer Grundpreis vereinbart wurde als nach den Sätzen 1 und 2 vereinbart werden durfte.</p>	<p>Dennoch muss der Text klarstellen, dass sich auch Vertriebskosten insbesondere aber nicht ausschließlich durch die Inflation, Tarifabschlüsse und zusätzliche Aufwände für die Umsetzung der Soforthilfe und der Preisbremeln möglich sind.</p>
<p>(2) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen in ihren Rechnungen für Elektrizitätslieferungen an Letztverbraucher neben den Angaben nach den §§ 40 bis 40c des Energiewirtschaftsgesetzes netzentnahmestellebezogen zusätzlich gesondert ausweisen sowie bis zum Ablauf des 15. Februars 2023 in Textform mitteilen:</p>	<p>(2) Elektrizitätsversorgungsunter-nehmen müssen in ihren Rechnungen für Elektrizitäts-lieferungen an Letztverbraucher neben den Angaben nach den §§ 40 bis 40c des Energiewirtschafts-gesetzes netzentnahme-stellebezogen nach § 40 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zusätzlich gesondert ausweisen sowie bis</p>	<p>Die Regelungen in § 12 sind hinsichtlich der Endabrechnung nicht umzusetzbar. Lieferanten müssten die Einhaltung der Entlastungsgrenzen monitoren und vollständige Rückforderung managen. Dies wäre nur manuell möglich und würde einen unzumutbaren Aufwand bedeuten. Die entsprechenden Regelungen ab Absatz 2 sind zu streichen.</p> <p>Grundsätzlich sind auch hier die Formulierungen zwischen Strom und Gas zu harmonisieren, um</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	<p>zum Ablauf des 15. Februars 2023 in Textform mitteilen:</p>	<p>Missverständnissen vorzubeugen und Unsicherheiten durch die Verwendung verschiedenen Formulierungen zu begegnen.</p> <p>Diese Regelung ist nicht nachvollziehbar. Absatz 2 stellt auf die Abrechnung ab. Nicht jeder Kunde erhält eine Abrechnung zum 25. Februar. Zu diesem Zeitpunkt kann es auch nicht um gewährte Entlastungsbeträge gehen, sondern höchstens um zu erwartende Entlastungsbeträgen. Ein reines Informationsschreiben ist auch abzulehnen, da die Informationen im Netz verfügbar gemacht werden müssen und eine zusätzliche Information in Textform an jeden Kunden den Aufwand unnötig erhöht und steht der fristgemäßen Umsetzung des Gesetzes entgegen.</p>
<p>1. die Höhe der dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum gewährten Entlastungsbeträge und</p>	<p>1. die Höhe der dem Letztverbraucher durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Abrechnungszeitraum gewährten Entlastungsbeträge und</p>	<p>Die entsprechende Regelung im Gasbereich regelt, dass folgendes mitzuteilen ist in der Abrechnung beim Lieferantenwechsel:</p> <p>„das bislang an der Entnahmestelle gewährte Entlastungskontingent, absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem nach § 10 Absatz 2 oder § 17 insgesamt zu-stehenden</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		Entlastungskontingent,“
<p>2. das dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum insgesamt gewährte Entlastungskontingent absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem Referenzwert nach § 6, der dem Entlastungskontingent zugrunde liegt.</p>		<p>Der Begriff Referenzwert wird in § 6 nicht genutzt. Der Begriff taucht auch in der sonst identischen Regelung zu Gas nicht auf.</p> <p>Die entsprechende Regelung im Gasbereich regelt, dass folgendes mitzuteilen ist in der Abrechnung beim Lieferantenwechsel in § 23 der Gaspreisbremse:</p> <ul style="list-style-type: none"> • den Referenzpreis, der dem Entlastungskontingent zugrunde liegt, und die Angabe, auf welcher Basis dieser gebildet wurde, sowie • die Höhe der Entlastungsbeträge, die dem Letztverbraucher oder Kunden im Abrechnungszeitraum gewährt worden sind.
<p>(3) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die einen Letztverbraucher an einer Netzentnahmestelle am 31. Dezember 2023 beliefern, müssen spätestens drei Monate nach</p>	<p>(3) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die einen Letztverbraucher an einer Netzentnahmestelle am 31. Dezember 2023 beliefern, müssen spätestens drei</p>	<p>Das EVU kann nur die von ihm belieferten Lieferstellen und Entlastungskontingente berücksichtigen.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
der Mitteilung des Letztverbrauchers nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 oder der Nichtmitteilung nach § 30 Absatz 2 eine Endabrechnung über die gewährten Entlastungsbeträge erstellen, die netzentnahmestellenbezogen	Monate nach der Mitteilung des Letztverbrauchers nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 oder der Nichtmitteilung nach § 30 Absatz 2 eine Endabrechnung über die von ihnen gewährten Entlastungsbeträge erstellen, die netzentnahmestellenbezogen	
1. neben den Angaben nach Absatz 2, im Fall eines Lieferantenwechsels im Kalenderjahr 2023 die dem Letztverbraucher an der betreffenden Netzentnahmestelle insgesamt gewährten Entlastungsbeträge und das insgesamt gewährte Entlastungskontingent im Kalenderjahr 2023 absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem Referenzwert nach § 6, der dem Entlastungskontingent zugrunde liegt, ausweist und		Diese Aufstellung können die betroffenen Letztverbraucher am besten selbst erstellen. Unklar bleibt, wieso das EVU diese Aufstellung machen muss. Alle Werte liegen in den Rechnungen vor und sind nachweisbar. Hier ist unklar, was genau der Referenzwert ist und welcher Wert hier genau angegeben werden soll. Die dem errechneten Kontingent zugrunde liegende Verbrauchsprägnose oder der prozentuale Anteil am aktuellen Verbrauch.
2. sicherstellt, dass	Streichen	Die Endabrechnung kann nichts sicherstellen, sondern höchstens etwas transparent machen. Eine Sicherstellung ist grundsätzlich im Nachhinein – bei der Endabrechnung der Entlastung – nie möglich.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		<p>Hierfür müssen vereinfachte Regelungen getroffen werden. Zum Zeitpunkt der Jahresendabrechnung sind die Entlastungsbeträge bereits berücksichtigt worden. Letztverbraucher müssen verantwortlich für die Einhaltung der Höchstgrenzen sein</p> <p>Das EVU darf nicht haften. Rückforderungen oder Beschwerden müssen im Verhältnis Kunde-Staat abgewickelt werden.</p>
a) das dem Letztverbraucher tatsächlich gewährte Entlastungskontingent die Höchstgrenzen des § 6 nicht überschreitet und	Streichen	Auch das kann EVU nur für die von ihm belieferten Lieferstellen sicherstellen. Übernimmt der EVU die Belieferung einer Entnahmestelle, für die das Kontingent bereits überschritten ist, ist eine Sicherstellung nicht möglich.
b) bei Letztverbrauchern, die	Streichen	
aa) bis zum 31. März 2024 keine Mitteilung nach § 30 Absatz 2 oder eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe d abgegeben haben, die dem Letztverbraucher von dem Elektrizitätsversorgungsunternehm	Streichen	EVU kann im Nachhinein nicht sicherstellen, dass der Letztverbraucher die nicht überschreitet, insbesondere wenn der Lieferant im betreffenden Zeitraum gewechselt hat. Zudem sind die in Paragraph 30 genannten Beträge übergreifend und nicht auf Entnahmestellen bezogen auch hier kann das EVU nur Aussage treffen für die Entnahmestellen, die er beliefert hat aber nicht

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
en gewährten Entlastungsbeträge in Summe den Wert von 2 Millionen Euro nicht überschreitet,-		für sämtliche Lieferstellen des Letztverbrauchers. Es stellt sich zudem die Frage ob woher der Netzbetreiber weiß wann die Mitteilung nach Paragraph 30 Absatz 2 oder nach Paragraph 30 absatz 1 Nummer 2 erfolgt das, soweit er den Letztverbraucher zu diesem Zeitpunkt nicht beliefert hat
bb) eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe c abgegeben haben, die dem Letztverbraucher	Streichen	Siehe oben
aaa) gewährte Entlastungssumme den Betrag von 4 Millionen Euro in Umsetzung des Prüfvermerks des Prüfers nicht überschreitet,	Streichen	Siehe oben
bbb) von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährten Entlastungsbeträge die Höchstgrenze des § 9 Absatz 2 Nummer 1	Streichen	Siehe oben

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
Buchstabe d nicht überschreitet,		
cc) eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b abgegeben haben, die dem Letztverbraucher	Streichen	Siehe oben
aaa) gewährte Entlastungssumme den in dem Bescheid nach § 11 ausgewiesenen Höchstgrenzen nach § 9 Absatz 1 in Umsetzung der Vorgaben des Bescheides nicht überschreitet,	Streichen	Siehe oben
bbb) von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährten Entlastungsbeträge die in dem Bescheid nach § 11 ausgewiesenen Höchstgrenzen nach § 9 Absatz 2 nicht überschreitet.	Streichen	Siehe oben

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
(4) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen an einer Netzentnahmestelle gewährte Entlastungsbeträge vollständig zurückfordern, wenn der Letztverbraucher für diese Netzentnahmestelle eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 abgegeben, aber bis zum 31. Dezember 2024 keine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 abgegeben hat.	(4) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen Die [Behörde] muss an einer Netzentnahmestelle Entnahmestelle gewährte Entlastungsbeträge vollständig zurückfordern, wenn der Letztverbraucher für diese Netzentnahmestelle Entnahmestelle eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 abgegeben, aber bis zum 31. Dezember 2024 keine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 abgegeben hat.	Die Rückforderungsansprüche muss die Bundesrepublik Deutschland geltend machen. EVU können vor erhebliche Liquiditätsprobleme gestellt werden, wenn ein Letztverbraucher der Rückforderung der Entlastungsbeiträge nicht nachkommt, aber der Staat diese wiederum beim EVU einfordert.
Teil 3 Abschöpfung von Überschusserlösen		
§ 13 Anwendungsbereich		
(1) Dieser Teil anzuwenden auf		
1. Stommengen, die nach dem 30. November 2022 und vor dem 1. Juli 2023 im Bundesgebiet erzeugt wurden, und		
[...]		

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>(2) Die Bundesregierung überprüft bis zum 31. Mai 2023 die Notwendigkeit einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs dieses Teils und berichtet hierüber dem Bundestag. Bei dieser Überprüfung berücksichtigt die Bundesregierung die allgemeine Stromversorgungslage in der Bundesrepublik Deutschland, die Entwicklung der Strompreise und den Bericht der Europäischen Kommission nach Artikel 20 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise (ABl. L 261 I/1 vom 7. Oktober 2022). Soweit und solange eine Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs im Hinblick auf die Strompreisentwicklung oder das Funktionieren des Strommarktes gerechtfertigt ist, erlässt die Bundesregierung eine Verordnung nach § 47 Nummer 2. In der Verordnung kann die Bundesregierung den zeitlichen Anwendungsbereich nach Absatz 1 verlängern, höchstens jedoch bis zum 30. April 2024.</p>	<p>(2) Die Bundesregierung überprüft bis zum 31. Mai 2023 die Notwendigkeit einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs dieses Teils und berichtet hierüber dem Bundestag. Bei dieser Überprüfung berücksichtigt die Bundesregierung, das Kosten- Nutzen-Verhältnis der Abschöpfung auch unter Beachtung der Belastung der zur Abwicklung in Dienst genommenen Unternehmen, die allgemeine Stromversorgungslage in der Bundesrepublik Deutschland, die Entwicklung der Strompreise und den Bericht der Europäischen Kommission nach Artikel 20 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise (ABl. L 261 I/1 vom 7. Oktober 2022). Soweit und solange eine Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs im Hinblick auf die Strompreisentwicklung oder das Funktionieren des Strommarktes gerechtfertigt ist, erlässt die Bundesregierung, mit Zustimmung des</p>	<p>Es besteht die Gefahr, dass die Kosten zur Durchführung dieses Gesetzes durch sinkende Marktpreise in keinem Verhältnis mehr zu den eingenommenen Geldern stehen beziehungsweise sogar das Verhältnis negativ wird. Daher ist auch dieser Aspekt mit zu überprüfen.</p> <p>Je länger die Krisenmaßnahme dauert desto stärker fallen die negativen Effekte auf den Terminmarkt aus und umso größer wird die Verunsicherung in Bezug auf Investitionen in die Energiewende, die dringend benötigt werden. Verlängerung und Verordnungsermächtigung streichen und die Maßnahme eindeutig bis zum 30. Juni 2023 befristen.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	<p>deutschen Bundestages, eine Verordnung nach § 46 47 Nummer 32. In der Verordnung kann die Bundesregierung den zeitlichen Anwendungsbereich nach Absatz 1 verlängern, höchstens jedoch bis zum 30. April 2024 31. Dezember 2023</p>	
(3) Dieser Teil ist nicht anzuwenden auf		
1. Strom aus Stromerzeugungsanlagen, wenn sie in einem Kalendermonat Strom ausschließlich oder ganz überwiegend auf Basis von leichtem Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Biomethan, Steinkohle, Gichtgas, Hochofengas, Kokereigas oder Sondergasen aus Produktionsprozessen der Chemieindustrie und der Rußindustrie erzeugen,		
[...]		
2. Strom aus		
a) Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der	<p>„Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der</p>	<p>Der BDEW lehnt die förderseitige Zusammenfassung (§ 24 Abs. 1 EEG 2021) zur Bestimmung der de minimis-Grenze von 1 MW</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
installierten Leistung § 3 Nummer 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Bestimmung der Größe der Stromerzeugungsanlage § 24 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden sind,	installierten Leistung § 3 Nummer 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zu Bestimmung der Größe der Stromerzeugungsanlage § 24 Absatz 1 des Erneuerbare Energien Gesetzes § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV entsprechend anzuwenden sind,	weiter ab (so auch schon in der SN). Sie führt zu Ungleichbehandlungen von kleineren EE-Anlagen. Stattdessen soll auch bei EE-Anlagen die „Stromerzeugungsanlage“ maßgeblich sein. Solaranlagen sollen nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV zusammengefasst werden (von demselben Betreiber am selben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen).
b) KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der elektrischen Leistung § 2 Nummer 7 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und zur Bestimmung der Größe der Anlage § 2 Nummer 14 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes entsprechend anzuwenden sind, oder	„...und zur Bestimmung der Größe der Anlage § 2 Nummer 14 Satz 1 1. Teilsatz und 3. Teilsatz Halbsatz und Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes entsprechend anzuwenden sind, oder...“	Die förderseitige Zusammenfassung (§ 2 Nr. 14 Satz 1 2. Halbsatz KWKG) zur Bestimmung der de minimis-Grenze von 1 MW wird abgelehnt, da sie zu Ungleichbehandlungen von kleineren KWK-Anlagen führt.
c) sonstigen Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 Megawatt,	c neu) Strom, der durch die Nutzung von Kuppelprodukten wie bspw. Klärgas produziert wird“ C alt wird zu d neu) c) (bzw. d) sonstigen Stromerzeugungsanlagen und	Die Stromerzeugung durch Klärgas als Kuppelprodukt sollte von einer Begrenzung ausgenommen sein, da Klärgas aus Kläranlagen durch den Reinigungsprozess unweigerlich anfällt und in hocheffizienten BHKW zu Strom und Wärme umgewandelt wird. Werden diese unwirtschaftlich, müsste das Klärgas abgefackelt

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	<p>Energiespeicheranlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 Megawatt,</p>	<p>werden.</p> <p>Es sollte vermieden werden, dass mit Inkrafttreten der neuen Definition einer Energiespeicheranlage in 2023 diese ggf. nicht mehr unter den Begriff der Stromerzeugungsanlage fallen. Notfalls Klarstellung in der Begründung.</p>
<p>4. Strom, der von einem Stromspeicher erzeugt wurde, der ausschließlich Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht, oder</p>	<p>4. Strom, der von einem Stromspeicher erzeugt wurde, der ausschließlich Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht, oder einem Pumpspeicherkraftwerk erzeugt wurde, oder</p>	<p>Wegen ihrer Unabdingbarkeit für die Netz- und Systemstabilität sind Pumpspeicherkraftwerke von der Abschöpfung auszunehmen.</p>
[...]	<p>6. Strom zum Eigenverbrauch unter Nutzung des Netzes</p>	<p>Durch die Bezugnahme auf "Strom, der ohne Netznutzung verbraucht wird", fallen Eigenverbrauchsversorgungen, die das öffentliche Netz nutzen (insb. Fälle des § 61f EEG 2021) ebenfalls unter die Abschöpfung, ohne dass eine Vermarktung von Strom gemäß § 14 Abs. 1 erfolgt oder Spotmarkterlöse gemäß § 16 Abs. 1 erzielt werden können/konnten.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>§ 14 Grundsatz</p> <p>(1) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz ihre Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, 90 Prozent der im jeweiligen Abrechnungszeitraum mit der Stromerzeugungsanlage erwirtschafteten Überschusserlöse (Abschöpfungsbetrag) zahlen. Satz 1 ist für die Tätigkeiten vertikal integrierter Unternehmen im Sinn des § 3 Nummer 38 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden. Die Zahlung muss bis zum 15. Kalendertag des fünften Monats erfolgen, der auf den jeweiligen Abrechnungszeitraum folgt. Abrechnungszeitraum ist</p> <p>1. der Zeitraum vom 1. Dezember 2022 bis zum 31. März 2023 und</p> <p>2. ab dem 1. April 2023 jeweils das Quartal.</p>	<p>1. der Zeitraum vom 1. September 2022 bis zum 31. März 2023, wobei innerhalb des gesamten Abrechnungszeitraums Absicherungs-geschäfte (Gewinne und Verluste) miteinander saldiert werden können, und</p> <p>2. ab dem 1. April 2023 jeweils das Quartal, wobei innerhalb des gesamten Abrechnungszeitraums</p>	<p>Die Ergänzung ist wichtig, um z.B. bei einem Kraftwerksausfall die Kosten für den Rückkauf bereits vermarkter Strommengen berücksichtigen zu können.</p> <p>Begründung, s.o.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	Absicherungsgeschäfte (Gewinne und Verluste) miteinander saldiert werden können.	
(2) Die erwirtschafteten Überschusserlöse ergeben sich aus den Überschusserlösen nach § 16, die, soweit einschlägig,		
1. um das Ergebnis aus Absicherungsgeschäften nach § 17 korrigiert werden oder		
2. durch die Überschusserlöse bei anlagenbezogener Vermarktung nach § 18 ersetzt werden.		
(3) Wenn die Korrektur nach Absatz 2 Nummer 1 am Ende eines Abrechnungszeitraums zu einem negativen Betrag führt, erfolgt keine Zahlung, und der negative Betrag kann bis zu seiner vollständigen Kompensation in dem oder den folgenden Abrechnungszeiträumen von den Überschusserlösen abgezogen werden.	(3) Wenn die Korrektur nach Absatz 2 <u>Nummer. 1</u> am Ende (...)	Die Beschränkung des Verlustvortrags auf Absicherungsgeschäfte nach § 17, die nur für konventionelle Kraftwerke geeignet sind, stellt eine Diskriminierung der Erneuerbaren Energien dar. Sie ist daher auf Abs. 2 Nr. 2 auszuweiten
[...]		

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
<p>§ 15 Haftung und Zurechnung von Überschusserlösen</p>		
<p>(1) Auf Erfüllung des Anspruchs nach § 14 haften neben dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs auch dessen Gesellschafter und mit einem Gesellschafter oder seinen Gesellschaftern verbundene Unternehmen, soweit die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist. Ebenso haften neben diesen als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs alle Unternehmen, mit denen der Betreiber der Stromerzeugungsanlage oder ein in Satz 1 genanntes Unternehmen einen Beherrschungs- oder Gewinnabführungsvertrag im Sinn von § 291 des Aktiengesetzes abgeschlossen hat.</p>	<p>(1) In dem Umfang, in dem die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist, Auf Erfüllung des Anspruchs nach § 14 haften neben dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs auch dessen Gesellschafter und mit einem Gesellschafter oder seinen Gesellschaftern verbundene Unternehmen, soweit an die die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist. Ebenso haften neben diesen als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs</p>	<p>§ 15 Absatz 1 Satz 1 StromPBG soll ausweislich der Begründung regeln, dass neben dem Anlagenbetreiber auch dessen Gesellschafter oder mit einem Gesellschafter oder seinen Gesellschaftern verbundene Unternehmen für den Anspruch zur Zahlung von Überschusserlösen nach Absatz 1 haften, an die die Anlagenbetreiber die erzeugten Strommengen veräußert hat oder sonst zur Vermarktung übertragen hat.</p> <p>Der Text geht aber deutlich weiter als die Begründung, weil er die Haftung weder auf die Unternehmen begrenzt, denen Strommengen übertragen worden sind, noch in der Höhe auf die Übererlöse aus den übertragenen Strommengen.</p> <p>Hier sollte im Gesetzestext eine Klarstellung erfolgen.</p>

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	<p>alle Unternehmen, mit denen der Betreiber der Stromerzeugungsanlage oder ein in Satz 1 genanntes Unternehmen einen Beherrschungs- oder Gewinnabführungsvertrag im Sinn von § 291 des Aktiengesetzes abgeschlossen hat.</p>	
<p>(2) Überschusserlöse, die von Gesellschaftern des Betreibers der Stromerzeugungsanlage oder mit ihm oder einem seiner verbundenen Unternehmen, an die die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist, erwirtschaftet wurden, werden den Überschusserlösen des Betreibers der Stromerzeugungsanlage zugerechnet.</p>		<p>Grundsätzlich werden Verträge zwischen verbundenen Unternehmen aus steuerlichen Gründen zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen. Erfolgte die interne Veräußerung nach marktüblichen Konditionen erscheint eine zusätzliche Abschöpfung beim verbundenen Unternehmen als zu weit gehend. Insgesamt bleibt unklar, wie die Zurechnung erfolgt bzw. welche Erlöse abgeschöpft werden sollen. In jedem Fall kann die Abschöpfung nicht weiter gehen, als hätte der Betreiber der Erzeugungsanlage selbst vermarktet und muss sich ebenfalls nach den in §§ 17 und 18 festgeschriebenen Bedingungen richten. Ein entsprechender Verweis fehlt allerdings.</p>

§ 16 Überschusserlöse			
(1) Überschusserlöse werden vorbehaltlich der §§ 17 und 18 unwiderleglich vermutet, wenn die Spotmarkterlöse in einem Kalendermonat oder im Fall von Windenergieanlagen und Solaranlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Summe übersteigen:	„Überschusserlöse werden vorbehaltlich der § 17 und 18 un widerleglich vermutet, wenn die <u>durchschnittlichen</u> Spotmarkterlöse in einem Kalendermonat oder im Fall von Windenergieanlagen <u>an Land und auf See</u> und Solaranlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Summe übersteigen:“	<p>Es sollte eine ausdrückliche Härtefallregelung zur Sicherstellung der Deckung der Investitions- und Betriebskosten der Anlagen aufgenommen werden, für den Fall, dass der Anlagenbetreiber nachweisen kann, dass ihm höhere Investitions- und Betriebskosten entstehen, als ihm durch die Erlösabschöpfung zugestanden wird.</p> <p>Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass im Gesetz eine Verlängerung der Maßnahmen angelegt ist und so keine Sicherheit besteht, dass die Erlösabschöpfung auch am 30.06.2023 endet.</p> <p>Siehe hierzu auch § 7a Abs. 2 der EU-Ratsverordnung 12999/22 vom 30.09.2022.</p> <p>„Für die in Absatz 1 genannten Maßnahmen gilt im Einklang mit den Bestimmungen dieser Verordnung Folgendes: Sie</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) sind verhältnismäßig und diskriminierungsfrei; (b) dürfen Investitionssignale nicht gefährden; € stellen sicher, dass die Investitions- und Betriebskosten gedeckt sind; (d) dürfen das Funktionieren der Stromgroßhandelsmärkte nicht verzerren und 	

		<p>insbesondere keine Auswirkungen auf die Einsatzreihenfolge (Merit Order) und die Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt haben; € sind mit dem Unionsrecht vereinbar.“</p> <p>Klarstellung zu den <u>durchschnittlichen Spotmarkterlösen</u>: Grundlage für die Berechnung der Überschusserlöse sind monatliche Spotmarkterlöse, die über den technologiespezifischen Referenzwerten liegen (§ 16). Berechnet werden die Spotmarkterlöse aus dem Produkt von stündlicher Ist-Einspeisung und jeweiligem stündlichen Spotmarktpreis. Die Abschöpfung erfolgt dann auf Monatsbasis (keine stündliche Granularität).</p> <p>Zu Klarstellung in der Begründung: Bei § 16 Abs. 1 ist der Zusatz „an Land“ zu streichen, weil sich die Vorschrift auch auf Offshore-Windanlagen bezieht und erst in § 16 Abs. 3 Nr. 3 eine Sonderregelung zur Modifikation des anzulegenden Werts für Offshore-Windanlagen erfolgt.</p>	
1. bei Erneuerbare-Energie-Anlagen, soweit ihr Strom in der Veräußerungsform der Marktpreämie direkt vermarktet wird, das Produkt aus der erzeugten und eingespeisten Strommenge und dem	Ergänzung von § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStR, wenn nicht bereits in der Definition.	Es fehlt die Zusammenfassung von Solarmodulen. Soll hier der Ansatzpunkt tatsächlich das Einzelmodul sein? Nach unserem Vorschlag ist der technische Anlagenbegriff zu Grunde zu legen, die	

<p>anzulegenden Wert, der für den in diesem Kalendermonat eingespeisten Strom nach der für die Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt, zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde,</p>		<p>Zusammenfassung von Solarmodulen erfolgt nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV</p>	
<p>2. bei Erneuerbare-Energien-Anlagen, soweit ihr Strom in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird,</p>			
<p>a) das Produkt aus der erzeugten Strommenge und dem anzulegenden Wert, der für den in diesem Kalendermonat erzeugten und eingespeisten Strom nach der für die Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall eines Wechsels in die Veräußerungsform der Marktprämie gelten würde, zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde, oder</p>	<p>a) „das Produkt aus der erzeugten <u>und eingespeisten</u> Strommenge und dem anzulegenden Wert, (...)</p>	<p>Wie bei den anderen Fallgruppen muss bei die Bezuggröße für die relevanten Strommengen die Einspeisung ins Netz sein. (Fehlt hier, weil in der Formulierung „und eingespeist“ sich nur auf den anzulegenden Wert bezieht.</p>	
<p>b) das Produkt aus der erzeugten und eingespeisten Strommenge und dem Wert von 10 Cent pro Kilowattstunde</p>			

<p>zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde, wenn für den Strom aus dieser Stromerzeugungsanlage in dem betreffenden Kalendermonat kein anzulegender Wert bestimmt oder bestimmbar ist; der Sicherheitszuschlag auf null, wenn es sich um Strom aus einer ausgeförderten Erneuerbare-Energien-Anlage im Sinn des § 3 Nummer 3a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes handelt,</p>		
<p>3. bei Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Kernenergie erzeugen, das Produkt aus der erzeugten und einspeisten Strommenge und dem Wert von</p>		
<p>a) [...]</p>		
<p>b) 10 Cent pro Kilowattstunde für Strom, der nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem 16. April 2023 erzeugt und eingespeist worden ist; dabei erhöht sich dieser Wert um 2 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage nachweist, dass aufgrund des Weiterbetriebs nach § 7 Absatz 1e des Atomgesetzes in</p>	<p>b) 10 Cent pro Kilowattstunde für Strom, der nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem 16. April 2023 erzeugt und eingespeist worden ist; dabei erhöht sich dieser Wert um 2 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage nachweist, dass aufgrund des Weiterbetriebs</p>	<p>Im Sinne einer Gleichbehandlung bei der Parametrierung der Abschöpfung sollte der Aufschlag von 2 ct/kWh auf die Erlösobergrenze nicht nur für eine Verschiebung der Primärkreisdekontamination, die exakt im Zeitraum 01.01.2023 bis 15.04.2023 stattfinden sollte, vorgesehen werden, sondern dieser auch angewendet werden, wenn vertraglich vereinbarte</p>

<p>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,</p>	<p>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</p>	<p>Dekontaminationsarbeiten durch den Weiterbetrieb der Anlagen verschoben werden müssen.</p> <p>Zur Klarstellung sollten im Text in § 16 Abs. 1 Ziff. 3b außerdem jeweils die Worte „in/für diesem/n Zeitraum“ gestrichen werden, da ja insbesondere die Verschiebungen nach dem 15. April 2023 erfasst werden sollen, die durch den Streckbetrieb bedingt sind, da die Formulierung „in/für diesem/n Zeitraum“ mindestens missverständlich ist.</p>	
<p>5. [...]</p>			
<p>a) 5,2 Cent pro Kilowattstunde für Stromerzeugungsanlagen, deren endgültiges Stilllegungsdatum nach Anlage 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier vom 31. Dezember 2038 auf den 31. März 2030 vorgezogen wurde, und</p>	<p>a) 5,2 Cent pro Kilowattstunde für Stromerzeugungsanlagen, deren endgültiges Stilllegungsdatum nach Anlage 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier vom 31. Dezember 2038 auf den 31. März 2030 vorgezogen wurde, und</p>		

		<p>Analog zur Vorgehensweise bei den Kernkraftwerken, wo die Mehrkosten, die für die Verlängerung der Laufzeit über den 31.12.2022 hinaus anfallen, durch einen um 6 ct/kWh höheren Referenzwert abgedeckt werden, sollte der Referenzwert für SiBe und KVBG-Blöcke um 4 ct/kWh erhöht werden.</p> <p>Die KVBG- und SiBe-Blöcke müssen mit erheblichem Aufwand in den Markt zurückgebracht werden bzw. deren Laufzeit muss verlängert werden. Diese erheblichen Zusatzkosten werden in den Erlösobergrenzen nicht berücksichtigt, was eine grobe Ungleichbehandlung zur Kernenergie (hier gibt es einen signifikanten, sogar gestuften Zuschlag) und vor allem zu den zurückkehrenden Steinkohleblöcken (hier findet gar keine Abschöpfung statt). Die Betreiber gehen derzeit davon aus, dass sie für die SiBe-Blöcke in den komplexen Prozess der Kostenerstattung über die BNetzA müssen. Wäre diese Höhe der Abschöpfung zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Marktrückkehr der SiBe-Blöcke bekannt gewesen, wären die Entscheidungen mindestens überdacht worden. Der Aufwand der notwendigen Anpassung der Betriebsführung</p>
--	--	---

		(Wartungsintervalle und Personalmaßnahmen) waren alle auf den 31.12.2022 ausgelegt.	
	<p>(NEU)b) 7 Cent pro Kilowattstunde für Stromerzeugungsanlagen, deren endgültiges Stilllegungsdatum nach Anhang 2 des KVBG mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier über den 31.12.2022 hinaus verlängert wurde und für Stromerzeugungsanlagen, die nach dem Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz aus der Sicherheitsbereitschaft heraus an den Strommarkt zurückgekehrt sind</p>		
b) 3 Cent pro Kilowattstunde für alle anderen Stromerzeugungsanlagen,	c) 3 Cent pro Kilowattstunde für alle anderen Stromerzeugungsanlagen,		
[...]			

6. bei sonstigen Stromerzeugungsanlagen, deren Strom direkt vermarktet wird, das Produkt aus der erzeugten und eingespeisten Strommenge und dem Wert von 10 Cent pro Kilowattstunde zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde.		Einschränkung auf Direktvermarktung für sonstige SEAs, die gleichzeitig EEG-Anlagen sind.	
(2) [...]			
(3) Bei Windenergieanlagen und Solaranlagen ist Absatz 1 mit folgenden Maßgaben anzuwenden:			
1. der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 erhöht sich um 6 Prozent des Mittelwerts des jeweiligen energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für alle Stunden des betreffenden Monats,	1. der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 2 erhöht sich um 6 Prozent des Mittelwerts des jeweiligen energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts (...)	Es ist unklar was mit dem „Mittelwert des jeweiligen energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte“ gemeint ist. Der Monatsmarktwert stellt bereits einen (gewichteten) Mittelwert dar.	
[...]			
(4) Bei Biogasanlagen ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1	(4) Bei Biogasanlagen ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1	Die Erhöhung des Sicherheitszuschlags auf 7,5 Cent/kWh ist positiv zu bewerten. Es sind jedoch 9 Cent/kWh für die Stromerzeugung aus Biogas nötig, um die Steigerung der Biomassekosten und	

und 2 Buchstabe a 7,5 Cent pro Kilowattstunde beträgt.	Nummer 1 und 2 Buchstabe a 7,5 9 Cent pro Kilowattstunde beträgt.	weiterer Kosten für den Anlagen-betrieb abzubilden.
	<p>Neu: (6) Bei Anlagen, die Strom auf Basis von fester Biomasse erzeugen, ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 Buchstabe a 9 Cent pro Kilowattstunde beträgt; bei Anlagen, die Strom auf Basis von Altholz oder auf Basis von fester Biomasse und Altholz erzeugen, ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 Buchstabe a 13 Cent pro Kilowattstunde beträgt.</p>	Die Kosten für feste Biomasse/Altholz zum Betrieb von Biomasse(heiz)kraftwerken sind seit dem 24.02.2022 deutlich gestiegen. Die Kosten sind aber nicht nur bei Brennstoffen gestiegen, sondern auch die Betriebsstoffe für die Rauchgasreinigung und die Ascheentsorgung unterliegen massiven Preissteigerungen beim Produkt selbst und bei der Logistik. Zudem sind diese Anlagen sehr personalintensiv, sodass sich die vom Energiepreis getriebene Inflation bei den Lohnkosten bemerkbar macht. Dies bleibt im Gesetzentwurf bislang unberücksichtigt. Um dem Rechnung zu tragen, sollte analog zum Biogas auch feste Biomasse (holzartige Biomasse) einerseits sowie Altholz andererseits in § 16 gesondert adressiert werden. Aufgrund der Preissteigerungen für Frischholz sollte der Sicherheitszuschlag für Anlagen, die auf Basis von fester Biomasse einschl. Frischholz betrieben werden, auf 9 Cent/kWh festgelegt werden. Für Anlagen, die auf Basis von Altholz oder einer Mischung aus Altholz und fester Biomasse betrieben werden, sollte der Sicherheitszuschlag hingegen wegen der erheblichen Kostensteigerungen bei Altholz auf 13 Cent/kWh angehoben werden.

		Darüber hinaus wurden beispielsweise im September/Oktober bei den hohen Spotpreisen auch teurere Brennstoffe (Frischholz) eingesetzt. Im Falle einer Erlösabschöpfung wäre diese Entscheidung im Nachhinein falsch getroffen worden. Das bedeutet auch, dass die Erlösabschöpfung Einfluss auf die Merit Order hat, was per Definition nicht sein soll.	
§ 17 Ergebnis aus Absicherungsgeschäften			
Der nach § 16 ermittelte Überschusserlös jeder Stromerzeugungsanlage wird um das Ergebnis aus Absicherungsgeschäften für die Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum korrigiert	Der nach § 16 durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage ermittelte Überschusserlös jeder Stromerzeugungsanlage wird um das Ergebnis aus Absicherungs-geschäften für die Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum korrigiert. Im Rahmen der Absicherungsgeschäfte sind alle EEX Standardhandels-produkte erlaubt (z.B. auch Wochen, Wochenenden und Tage).	Präzisierung der Verantwortlichkeiten: Ermittlung erfolgt durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage. Alle EEX Standardhandelsprodukte sollten als anrechenbare Absicherungsgeschäfte erlaubt sein (z.B. Wochen, Wochenenden und Tage), damit die Absicherungs-möglichkeiten nicht unnötig vom Gesetz-geber eingeschränkt werden und der Markt noch zusätzlich negativ beeinflusst wird.	
1. im Fall von Absicherungsgeschäften, die vor dem 1. November 2022 abgeschlossen worden sind, nach Maßgabe von Anlage 4,		Siehe Anmerkungen zu Anlage 4	

wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage			
[...]			
2. im Fall von Absicherungsgeschäften, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind, nach Maßgabe von Anlage 5, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage die Absicherungsgeschäfte der Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 3 gemeldet hat.	„2. im Fall von Absicherungsgeschäften, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind, nach Maßgabe von Anlage 5, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage die Absicherungsgeschäfte der Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 3 gemeldet hat, <u>oder im Fall von Windenergieanlagen oder Solaranlagen wahlweise nach Maßgabe von Anlage 6, wenn der Betreiber die Festpreisvermarktungsgeschäfte der Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 3 gemeldet hat, jeweils zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 1 Cent pro Kilowattstunde.</u>	Die im Entwurf des StromPBG vorgesehene Berücksichtigung von Absicherungsgeschäften, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen werden, ist auf die Vermarktung von konventionellen, steuerbaren Kraftwerken über eine hauseigene Handelsabteilung zugeschnitten und für die Vermarktung von Strom aus Windenergie- und Solaranlagen zu festen Preisen nicht geeignet. Dies würde dazu führen, dass Betreiber solcher Anlagen nach dem Auslaufen bestehender Verträge keine neuen Festpreisvermarktungsverträge mehr abschließen können und in die Vermarktung am Spotmarkt gedrängt werden. In der Folge würde das Angebot am Terminmarkt, an dem sich die Stromvertriebe eindecken, zurückgehen und die Preise steigen. Hierdurch würden letztlich die Preise für Stromkunden und damit das für die Entlastung der Kunden durch die Strompreisbremse erforderliche Finanzvolumen steigen.	

		<p>Durch Erweiterung von § 17 Nr. 2 i.V.m. Anlage 6 (neu) wird die sachgerechte Berücksichtigung von Festpreisvermarktungsverträgen (PPAs) für Strom aus Windenergie- und Solaranlagen ermöglicht.</p> <p>Der Sicherheitszuschlag von 1 Cent pro Kilowattstunde für zukünftige Terminmarktgeschäfte nach § 17 Nr. 2 stellt sicher, dass auch nur tatsächlich angefallene Zufallsgewinne abgeschöpft werden, unabhängig vom aktuellen Geschehen am Spotmarkt. Die zusätzliche Sicherheitsmarge von 1ct/kWh soll immer zugunsten der Unternehmen wirken (vgl. Fragen- und Antworten-Katalog Nr. 8 des BMWK zu Anlage 5 sowie die weiteren Ausführungen bei Anlage 5 in diesem Dokument). Dieser Sicherheitszuschlag findet sich bislang allerdings weder in § 17 noch in Anlage 5.</p>	
§ 18 Überschusserlöse bei anlagenbezogener Vermarktung			
(1) Soweit im Abrechnungszeitraum erzeugter Strom von dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage vor dem 1. November 2022 mit einem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag vermarktet worden ist und der Betreiber den anlagenbezogenen	Streichen der Stichtagsregelung	Das Geschäftsmodell PPA hat sich in den vergangenen Jahren als feste Größe im Markt etabliert. Eine staatlich verordnete Gewinnabschöpfung darf im Ergebnis nicht dazu führen, dass dieses Geschäftsmodell zerstört wird. In der jetzt vorliegenden Form würde es für	

<p>Vermarktsungsvertrag nach § 29 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe c dem Netzbetreiber gemeldet hat, ist § 16 für die Laufzeit des Vertrages mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass</p>		<p>Anlagenbetreiben keinen Anreiz geben, weiter PPAs abzuschließen. Langfristig betrachtet würde der preissenkende Effekt von mehr Erneuerbaren im Energiesystem, den wir derzeit beobachten, massiv begrenzt. Auch der Industrie würde damit die Möglichkeit wegbrechen, sich mit erneuerbarem Strom einschließlich der dazugehörigen Herkunftsachweise zu versorgen. Das sollte nicht das Ergebnis dieser Gewinnabschöpfung sein.</p> <p>Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Inbetriebnahme einer Anlage und der Laufzeitbeginn eines PPAs häufig auseinanderfallen, beispielsweise, weil bei PPA-Vertragsschluss der genaue Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nicht absehbar ist. Daher beginnt die Festpreis-Vermarktung erst zu einem Zeitpunkt, zu dem die Anlage sicher in Betrieb ist und der Zeitraum zwischen tatsächlicher Inbetriebnahme und Beginn der PPA-Vermarktung wird durch eine Spot-Vermarktung überbrückt.) Daher sollte jedenfalls auf das Datum des Vertragsschlusses und nicht des Vermarktungsbeginns abgestellt werden,</p> <p>Alternativ schlagen wir eine Anpassung von § 17 Nr. 2 iVm. einer neuen Anlage 6 vor, die künftige</p>
---	--	---

		<p>Abschlüsse von PPAs für Stromerzeugungsanlagen weiter ermöglichen soll.</p> <p>Der BDEW geht im Übrigen davon aus, dass durch die angeordnete entsprechende Anwendung von § 16 bei anlagenbezogenen Vermarktungsverträgen von Windenergieanlagen und Solaranlagen ebenfalls derselbe anzulegende Wert als Referenzkostenanteil zugrunde gelegt wird und nur die Erlösobergrenze und die Sicherheitszuschläge angepasst werden.</p>	
1. anstelle der Spotmarkterlöse oder im Fall von Windenergieanlagen und Solaranlagen der Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes der Erlös aus dem anlagenbezogenem Vermarktungsvertrag zu Grunde zu legen ist und			
2. sich der Sicherheitszuschlag nach § 16 Absatz 1 und 3 auf 1 Cent pro Kilowattstunde verringert; § 16 Absatz 3 Nummer 1 und 2 ist anzuwenden.	2. sich der Sicherheitszuschlag nach § 16 Absatz 1 und 3 auf 4 3 Cent pro Kilowattstunde verringert; § 16 Absatz 3 Nr. 1 und 2 bis 3 ist anzuwenden.	Die Anwendung eines so signifikant niedrigeren Sicherheitszuschlags im Falle der anlagenbezogenen Vermarktung von Wind und PV stellt eine starke Diskriminierung dar.	

		<p>sich um Terminverträge bemühen und für Liquidität am Terminmarkt gesorgt haben, werden nicht ausreichend geschützt. Mit 3 ct/kWh ist eine Gleichbehandlung anzustreben.</p> <p>Aufzunehmen ist im 2. Halbsatz zudem klarstellend „Nr. 3“, also die Anpassung der anzulegenden Werte bei Offshore-Windanlagen.</p>	
(2) Soweit der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage, die ab dem 1. November 2022 in Betrieb genommen worden ist, gegenüber dem Netzbetreiber eine Meldung nach § 29 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe c abgibt, ist Absatz 1 entsprechend anzuwenden.	<p>§ 18 (2) Soweit der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage, die ab dem 1. November 2022 in Betrieb genommen worden ist oder einer Stromerzeugungsanlage, die keine Förderung aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz erhält, gegenüber dem Netzbetreiber eine Meldung nach § 29 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe c abgibt, ist Absatz 1 entsprechend anzuwenden.</p>	<p>Der aktuelle Vorschlag würde Anlagen <u>ohne Förderung</u> keine Absicherungsmöglichkeit gegen sinkende Spotmarktpreise erlauben. Diese Anlagen sind aber auf Mindesterlöse angewiesen, um den wirtschaftlichen Betrieb zu sichern. Diese Anlagen haben keinen Monatsmarktwert nach EEG, sondern werden in der Regel über PPAs vermarktet. Insbesondere bei Anlagen, deren Förderung ausläuft bzw. ausgelaufen ist, ist daher die Stilllegung aus Wirtschaftlichkeitsgründen zu befürchten. Daher sollte für förderfreie Anlagen auch weiterhin der Abschluss von anlagenbezogenen Absicherungsgeschäften bei der Berechnung gem. §16 in Verbindung mit § 18 Abs. 2 anerkannt werden.</p>	

<p>(3) Anlagenbezogene Vermarktungsverträge unter Gesamtschuldnern nach § 15 Absatz 1 werden nur insoweit und zu den Vertragsbedingungen als anlagenbezogener Vermarktungsvertrag im Sinn des Absatz 1 berücksichtigt, wie einer der Gesamtschuldner seinerseits den an ihn vermarkteten Strom an einen Dritten mit einem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag weitervermarktet hat.</p>	<p>(3) Anlagenbezogene Vermarktungsverträge unter Gesamtschuldnern nach § 15 Absatz 1 werden nur insoweit und zu den Vertragsbedingungen als anlagenbezogener Vermarktungsvertrag im Sinn des Absatz 1 berücksichtigt, wie einer der Gesamtschuldner seinerseits nachvollziehbar belegen kann, dass er den an ihn vermarkteten Strom zu markgerechten Konditionen abnimmt, was auch durch einen Nachweis einer Weitervermarktung an einen Dritten erfolgen kann. , mit einem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag weitervermarktet hat.</p>	<p>Vermarktungsverträge, die vor dem 1.11.2022 unter Gesamtschuldnern abgeschlossen wurden, müssen auch als anlagenbezogene Vermarktungsverträge zu den Vertragsbedingungen berücksichtigt werden können, wenn der Strom nicht an einen Dritten, sondern im Großhandel weitervermarktet wird, da die Alternative (Absicherungsgeschäft nach § 17 in Verbindung mit Anlage 4) nicht für die Vermarktung von EE geeignet ist (weder auf Seiten des Anlagenbetreibers noch auf Seiten des Direktvermarkters).</p>	
<p>[...]</p>			

Teil 4 Ausgleich durch Abschöpfung von Überrenditen und weiterer Ausgleichsmechanismus			
§ 20 Ausgleich zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern			
	<p>Vorbemerkung:</p> <p>Der Ausgleich der Entlastungen sollte wie im Gas über eine staatliche Stelle und nicht über die Übertragungsnetzbetreiber erfolgen, um keine neuen Prozesse zu etablieren und die Regelungen umsetzbar zu halten. Ein Vorgehen sollte analog zu §§32 bis 34 des Gaspreisbremsengesetzes vorgenommen werden. Die Abwicklung des Einzuges der Überschusserlöse durch ÜNB muss separat geregelt werden, welche diese an eine staatliche Stelle auszahlen.</p>		
Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben einen finanziellen Anspruch auf Erstattung der nach § 4 Absatz 1 geleisteten Entlastungsbeträge gegenüber dem für die betreffende Netzentnahmestelle regelzonerverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber.	Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben einen finanziellen Anspruch auf Erstattung der nach § 4 Absatz 1 geleisteten Entlastungsbeträge gegenüber dem für die betreffende Netzentnahmestelle regelzonerverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber der Bundesrepublik Deutschland.	Die Regelung ist nicht ausreichend. Der Anspruch auf Erstattung hängt dem Wortlaut nach von geleisteten Entlastungsbeträgen ab. Entlastungsbeträge können allerdings erst geleistet werden, wenn eine Vorauszahlung erfolgt ist. Es fehlt zudem eine Regelung des Verfahrens. Außerdem sieht die Regelung bisher auch keine Fristen vor. Die Fristen für die Erstattung durch die Übertragungsnetzbetreiber davon hängt ab, ob die Übertragungsnetzbetreiber ihrerseits entsprechende Abschöpfungsbeträge erhalten haben oder eine Zwischenfinanzierung. Eine	

		<p>Umsetzung dieses Systems zum 1. März erscheint nicht möglich.</p> <p>Es <u>fehlt</u> die Erstattung der Entlastungsbeträge nach § 49 für Januar und Februar 2023, der eine von § 4 abweichende Regelung trifft.</p> <p>das Verfahren zur Erstattung der Entlastungsbeträge sollte für Strom Gas und Wärme parallel geregelt sein. Auch die Plausibilisierung der Anträge und die Prüfung der Endabrechnung sollte in beiden Fällen durch eine beauftragte Stelle erfolgen.</p> <p>Insgesamt ist nicht verständlich, warum die Erstattung und die Entlastung nicht grundsätzlich parallel geregelt werden und über die KfW und die Hausbank aus dem Fonds erfolgen, in denen die UNB zuvor die abgeschöpften Beträge eingezahlt haben.</p> <p>Dies wäre eine deutliche Entlastung und Vereinfachung des gesamten Konzepts.</p> <p>zudem wäre zu klären welchen rechtlichen Charakter die Zahlung der Übertragungsnetzbetreiber an die Energieversorgungsunternehmen hat. Handelt es sich um eine Zahlung für den Letztverbraucher, wäre zu prüfen, ob diese Überweisung für einen</p>
--	--	---

		<p>dritten unter das Zahlungsdiensteaufsichtsgesetz (ZAG) fällt. Handelt es sich bei der Zahlung das Übertragungsnetzbetreibers anders EVU nicht um eine Zahlung das Kunden wäre die rechtliche Grundlage der Zahlung zu klären und die Frage ob auf diese Zahlung Umsatzsteuer anfällt.</p> <p>Es muss klargestellt werden, dass <u>alle</u> Auszahlungsansprüche gegen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber unter dem Vorbehalt der Finanzierung bzw. Zwischenfinanzierung und dem Eingang entsprechender Finanzmittel auf den Bankkonten der Netzbetreiber stehen. Genauso muss sichergestellt sein, dass bei fehlendem Eingang der Finanzmittel bei den Lieferanten keine rechtliche Verpflichtung zur Entlastung der Kunden besteht.</p>	
[...]			
§ 22 Ausgleich zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern			
(1)	<p>Kein Ausgleich zwischen ÜNB und VNB sondern zentrale staatliche Stelle übernimmt Koordination. Wie bereits in entsprechend § 20.</p> <p>Bei analogem Verfahren wie Gas werden §21 und §22 überflüssig bzw. müssen geändert werden zu:</p>		

	Übertragungsnetzbetreiber zahlen eingezogene Überschussgewinne an die staatliche Stelle aus.		
(2) Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich gegen die ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in Höhe der vereinnahmten Überschusserlöse nach § 14.	Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich gegen die ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in Höhe der vereinnahmten Überschusserlöse nach § 14 Abschöpfungsbeträge nach Ablauf der Zahlungsfrist des § 14 Abs. 1 Satz 3 für den jeweiligen Abrechnungszeitraum.	Es sollte ausdrücklich geregelt werden, zu welchem Zeitpunkt nach dem in § 14 für die Anlagenbetreiber maßgeblichen Zeitpunkt für Zahlungen dieser Anspruch fällig wird und in welchem Turnus. Redaktionell: Abschöpfungsbetrag statt Überschusserlöse, siehe Definition In § 14 Satz 1.	
(3) Verteilernetzbetreiber haben gegen ihren unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einen finanziellen Anspruch auf Ausgleich der ihnen durch die Vorbereitung und Durchführung der Abschöpfung von Überschusserlösen nach Teil 3 entstandenen Mehrkosten. Als Mehrkosten können insbesondere Personal-, IT- Dienstleistungs- und Kapitalkosten in Ansatz gebracht werden. Die Mehrkosten des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sind nur insoweit anzusetzen, als sie nicht bereits in der jeweiligen Erlösobergrenze	(2) Verteilernetzbetreiber haben gegen ihren unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einen finanziellen Anspruch auf Ausgleich der ihnen durch die Vorbereitung und Durchführung der Abschöpfung von Überschusserlösen nach Teil 3 entstandenen Mehrkosten. Als Mehrkosten können insbesondere Personal-, IT- Dienstleistungs- und Kapitalkosten in Ansatz gebracht werden. Die Mehrkosten des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sind nur	Der Aufwand für die Nachweisführung durch die Verteilernetzbetreiber sollte möglichst gering gehalten werden. Bei vielen Verteilernetzbetreibern handelt es sich nur um eine kleine Anzahl von Anlagen. Bereits die Darlegung der Kapitalkosten erfordert zusätzlichen Aufwand. Ein darüber hinausgehender Nachweis durch die Vorlage einer getrennten Rechnungslegung und Buchführung erscheint unverhältnismäßig.	

<p>nach § 21a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes enthalten sind. Wenn der Verteilernetzbetreiber Kapitalkosten geltend macht, sind diese gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber darzulegen. Die Angaben zu den Kapitalkosten müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen nachvollziehen zu können, wodurch diese Kapitalkosten verursacht worden sind. Der Anspruch nach Satz 1 wird nur fällig, wenn der Verteilernetzbetreiber die entstandenen Kosten gegenüber dem unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber durch Vorlage der getrennten Rechnungslegung und Buchführung nach § 24 nachweist. Nimmt der Verteilernetzbetreiber für die Vorbereitung und Durchführung der Vereinnahmung von Überschusserlösen Dienstleister in Anspruch, sind diese Kosten in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe marktüblicher Kosten für vergleichbare Dienstleistungen.</p>	<p>insoweit anzusetzen, als sie nicht bereits in der jeweiligen Erlösobergrenze nach § 21a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes enthalten sind. Wenn der Verteilernetzbetreiber Kapitalkosten geltend macht, sind diese gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber darzulegen. Die Angaben zu den Kapitalkosten müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen nachvollziehen zu können, wodurch diese Kapitalkosten verursacht worden sind. Der Anspruch nach Satz 1 wird nur fällig, wenn der Verteilernetzbetreiber die entstandenen Kosten gegenüber dem unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber durch Vorlage der getrennten Rechnungslegung und Buchführung nach § 24 nachweist. Nimmt der Verteilernetzbetreiber für die Vorbereitung und Durchführung der Vereinnahmung von Überschusserlösen Dienstleister in Anspruch, sind diese Kosten in ihrer tatsächlichen Höhe</p>	<p>Um eine Überbürokratisierung zu vermeiden ist Satz 5 zu streichen.</p>
---	---	---

	einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe marktüblicher Kosten für vergleichbare Dienstleistungen.		
§ 23 Abschlagszahlungen			
(1) Auf die Zahlungen nach diesem Teil können monatlich Abschläge in angemessenen Umfang verlangt werden.	<p>(1) Auf die Zahlungen nach diesem Teil können monatlich Abschläge in angemessenem Umfang verlangt werden,</p> <p>a) gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern auf Erstattung nach § 20 vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder nach § 22 Absatz 2 vom Verteilernetzbetreiber können in angemessenem Umfang verlangt werden, sofern entsprechende Finanzmittel auf den jeweiligen Konten nach § 26 vorhanden sind.</p> <p>b) gegenüber den Verteilernetzbetreibern gemäß § 22 Absatz 1 vom Übertragungsnetzbetreiber, sofern die Überschusserlöse in entsprechender</p>	<p>Eine deutliche Vereinfachung wäre die Abwicklung für die Erstattung des Elektrizitätsversorgungsunternehmen für die Entlastungen an die Letztverbraucher analog zu Gas. Daher sollten hier die gleichen schon etablierten Prozesse wie für die Preisbremse im Gas- und Wärmebereich genutzt werden. Unklar ist bisher, worauf sich die Regelungen zur Abschlagszahlung beziehen.</p> <p>Soweit Sie sich auf Ansprüche auf Zahlung gegen die VNB richten könnten, ist die Regelung in dieser Form abzulehnen.</p> <p>Auch Abschlagszahlungen der Lieferanten gegenüber den ÜNB sind bis auf die Tatsache, dass es sie möglicherweise geben soll nicht geregelt.</p> <p>Netzbetreiber sollen nur vereinnahmte Zahlungen durchreichen, nicht für unterbliebene oder noch nicht geleistete Zahlungen. Durch den Anspruch auf Zwischenfinanzierung nach § 25 Satz 1 sind die ÜNB</p>	

	<p>Höhe nach § 14 tatsächlich vereinnahmt wurden.</p>	<p>finanziell hinreichend abgesichert. Die VNB erhalten von den AB auch keine Vorfinanzierung über Abschläge. VNB können keine angemessenen monatlichen Abschlagsbeträge ermitteln, weil sie die Höhe der Abschöpfungsbeträge der einzelnen Anlagen nicht beurteilen und den Zeitpunkt des Zahlungseingangs nicht beeinflussen können; Zahlung an ÜNB sollte sich daher allein an den tatsächlich beim VNB eingegangenen Zahlungen orientieren (siehe auch Formulierungsvorschlag bei § 20)</p> <p>Diese Regelung können sich auch auf Vorauszahlung für die Erstattungsbeträge beziehen. Konkrete Regelungen dazu fehlen allerdings.</p>	
<p>(2) Wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen die für die Festlegung der Abschläge erforderlichen Daten nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt hat, richtet sich die Höhe der Abschläge im Rahmen des § 20 nach der Schätzung der Übertragungsnetzbetreiber. § 61 des Energiefinanzierungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.</p>			

<p>neu § XX Anspruch des Elektrizitätsversorgungsunternehmens auf Vorauszahlung</p>		
<p>[...]</p>	<p>(1) Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen hat einen Anspruch auf Vorauszahlung auf den Erstattungsanspruch nach § 20 gegen die Bundesrepublik Deutschland für jeweils ein Kalendervierteljahr (Vorauszahlungszeitraum). Der Anspruch auf Vorauszahlung tritt an die Stelle der Zahlung des Letztverbrauchers.</p> <p>(2) Für nach § 4 zu gewährende Entlastungen entspricht der Anspruch dem Produkt aus</p> <p>1. der mengengewichteten Differenz aus dem zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums geltenden Arbeitspreis, der für die zu Beginn des Vorauszahlungszeitraums bestehenden und nach § 4 zu entlastenden Letztverbraucher des Stromlieferanten</p>	<p>Sinnvoller als die Erstattung über die ÜNB wäre ein paralleles System zu Gas- und Wärme einzuführen. In diesem System könnte man auch auf das bestehende System zurückgreifen.</p>

	<p>gilt, und dem Referenzpreis nach § 5 Absatz 2 Nummer 1 und</p> <p>2. einem Viertel der Summe der Entlastungskontingente nach § Nummer 1 für diese Letztverbraucher.</p> <p>Im ersten Kalendervierteljahr 2023 schließt der Vorauszahlungsanspruch nach Absatz 1 zusätzlich zu den nach § 4 zu gewährenden Entlastungen die nach § XX zu gewährenden Entlastungen mit ein. Satz 1 ist insofern mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass anstelle des zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums geltenden Arbeitspreises der am 1. März 2023 geltende Arbeitspreis heranzuziehen ist.</p> <p>(3) Für nach § [neue] zu gewährende Entlastungen entspricht der Anspruch dem Produkt aus</p> <p>1. der mengengewichteten Differenz aus dem zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums geltenden Arbeitspreis, der für die zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums</p>	
--	---	--

	<p>bestehenden und nach § [neue Nummerierung] zu entlastenden Letztverbraucher des Elektrizitätsversorgungsunternehmens gilt, und dem Referenzpreis nach § 5 Absatz 2 Nummer 2 und</p> <p>2. einem Viertel der Summe der Entlastungskontingente nach § 6 Nummer 2 für diese Letztverbraucher.</p> <p>Bei der Berechnung nach Satz 1 Nummer 2 sind für Letztverbraucher, die dem Stromlieferanten eine Selbsterklärung nach [neue Nummerierung] oder 2 übermittelt haben, Entlastungskontingente nur insoweit aufzunehmen, als bei Berücksichtigung des Entlastungskontingents die anteilige individuelle Höchstgrenze nach [neue Nummerierung] nicht überschritten wird.</p>	
neu § XY Antragsverfahren für den Vorauszahlungsanspruch	<p>(1) Ein Lieferant, der einen Vorauszahlungsanspruch nach § [neue Nummerierung] Absatz 1 geltend machen will, stellt zu dem</p>	<p>Folgeänderung (auf Strom angepasste Regelung von Gas und Wärme)</p>

	<p>Vorauszahlungsanspruch einen Prüfantrag bei dem Beauftragten.</p> <p>(2) Der Prüfantrag muss folgende Angaben enthalten:</p> <ol style="list-style-type: none">1. die Höhe der beantragten Vorauszahlung,2. die IBAN eines auf den Namen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens lautenden Zahlungskontos bei einem Kreditinstitut mit Sitz oder Niederlassung in Deutschland,3. für die in § 23 [neu] Absatz 2 bis 6 bezeichneten Faktoren, Minuenden und Subtrahenden, wobei Letztverbraucher sowie Entlastungskontingente zusammenzufassen sind, soweit für die betreffenden Letztverbraucher ein einheitlicher Referenzpreis gilt, und4. die Summe der dem Antrag zugrunde liegenden Entlastungskontingente und Gesamtzahl von	
--	---	--

	<p>Letztverbrauchern sowie die Jahresliefermenge und Gesamtzahl von Kunden Letztverbrauchern im Jahr 2021</p> <p>Für die Bestimmung der nach § 23 Absatz 2 bis 6 zur Anspruchsberechnung zu berücksichtigenden Letztverbraucher und Arbeitspreise kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf einen bis zu einem Monat vor Beginn des Vorauszahlungszeitraums liegenden einheitlichen Zeitpunkt zurückgreifen. Soweit die Möglichkeit nach Satz 2 in Anspruch genommen wird, ist im Prüfantrag auch der von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen herangezogene Zeitpunkt zu benennen. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen hat dem Beauftragten auf Aufforderung weitere für die Prüfung nach Absatz 5 benötigte Auskünfte zu erteilen.</p> <p>(3) Der Prüfantrag ist bis zum Ende des ersten Monats des Vorauszahlungszeitraums bei einem elektronischen Portal zu stellen, das</p>	
--	---	--

	<p>dem Beauftragten vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz zur Verfügung gestellt wird. Der Beauftragte kann die in Satz 1 genannte Frist in begründeten Fällen auf Antrag verlängern. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmens hat dem Beauftragten auf Aufforderung weitere für die Prüfung benötigte Auskünfte zu erteilen.</p> <p>(4) Der Beauftragte prüft den Prüfantrag auf die Identität des Elektrizitätsversorgungsunternehmens und die Plausibilität der beantragten Zahlung und erstellt über das Ergebnis der Prüfung einen Ergebnisbericht. Der Beauftragte übermittelt dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und der Kreditanstalt für Wiederaufbau den Ergebnisbericht unverzüglich nach Abschluss der Prüfung.</p>	
--	---	--

	<p>(5) Das Elektrizitätsversorgungsunternehmens hat zusammen mit dem Prüfantrag nach Absatz 1 einen an die Kreditanstalt für Wiederaufbau gerichteten Vorauszahlungsantrag bei dem Beauftragten zu stellen, der die in Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 vorgesehenen Angaben enthalten muss.</p> <p>(6) Für die Änderung von Prüfanträgen und Vorauszahlungsanträgen sind die Absätze 1 bis 5 entsprechend anzuwenden.</p> <p>(7) Wenn der Ergebnisbericht bestätigt, dass die Voraussetzungen für eine Auszahlung vorliegen, übermittelt der Beauftragte als Bote des Elektrizitätsversorgungsunternehmens der Kreditanstalt für Wiederaufbau über das Kreditinstitut nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 direkt schriftlich oder elektronisch den Vorauszahlungsantrag. Andernfalls teilt der Beauftragte dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen</p>	
--	---	--

	<p>mit, dass keine Übermittlung des Vorauszahlungsantrags erfolgt.</p> <p>(8) Die Auszahlung soll zum jeweils ersten Bankarbeitstag des Vorauszahlungszeitraums, spätestens jedoch zwei Wochen nach Eingang des vollständigen Vorauszahlungsantrags, bei der Kreditanstalt für Wiederaufbau erfolgen, sofern der Ergebnisbericht bestätigt, dass die Voraussetzungen für eine Auszahlung vorliegen. Im Einzelfall kann die Kreditanstalt für Wiederaufbau vor der Auszahlung von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Abgabe darüberhinausgehender Bestätigungen verlangen, soweit sie für die Prüfung der Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau erforderlich sind. Die Vorauszahlungen sind von § 70 Satz 1 und 2 der Bundeshaushaltsordnung vom 19. August 1969 (BGBl. I S. 1284), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 1. Juli 2022 (BGBl. I S.</p>	
--	---	--

	<p>1030) geändert worden ist, ausgenommen. Die Auszahlung erfolgt mit schuldbefreiender Wirkung für den Bund an das in Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 bezeichnete Kreditinstitut oder dessen Zentralinstitut durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau. Ergibt sich aus einer Änderung eines Vorauszahlungsantrags eine Überzahlung, hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Betrag innerhalb eines Monats nach Aufforderung durch den Beauftragten auf das im Rückforderungs-schreiben ausgewiesene Konto zurückzuzahlen.</p> <p>(9) Abweichend von [xxx] kann für das erste Kalendervierteljahr 2023 für Entlastungen nach den §§ 4 und 49 ein isolierter Prüfantrag gestellt werden. Dieser Prüfantrag ist bis zum [entsprechendes Datum] zu stellen.</p>	
[...]		

§ 25 Anspruch auf Zwischenfinanzierung			
Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegen die Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf Zwischenfinanzierung der Ausgaben nach Teil 2. Nähere Bestimmungen zu den Zahlungen der Bundesrepublik Deutschland und zu Rückzahlungen der Zwischenfinanzierung aus Erlösen nach Teil 3 werden bis zum 15. Februar 2023 in einem öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesrepublik Deutschland geregelt. Die Bundesrepublik Deutschland wird vertreten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Der Abschluss des Vertrags bedarf des Einvernehmens mit dem Bundesministerium der Finanzen.	Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegen die Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf vollständige Zwischenfinanzierung sämtlicher der Ausgaben [...].	Soweit die Vorfinanzierung der NB für mögliche Erstattungen an die EVU nicht geregelt sind kann auch die Auszahlung eines Erstattungsbetrages nicht erfolgen. In der Folge können auch die EVU keine Entlastungen gewähren. Insbesondere lehnen wir eine Zwischenfinanzierung durch die VNB über Abschläge ab. Nur die tatsächlich erhaltenen Zahlungen sind weiterzugeben. Sollte die Abwicklung der Erstattung an die EVU trotz aller Bedenken über die Übertragungsnetzbetreiber erfolgen muss zuvor eine entsprechende Regelung getroffen sein. Entsprechendes gilt für die Abwicklung des Ausgleichs mit den VNB Und für den Aufwand im Rahmen der Umsetzung.	
Teil 5 Kontoführungs-, Mitteilungs- und sonstige Pflichten			
Abschnitt 1 Kontoführung und Einnahmenverwendung			

§ 26 Kontoführung			
(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jeweils ein separates Bankkonto für die Aufgaben nach diesem Gesetz führen. Sämtliche zahlungswirksamen Einnahmen und Ausgaben nach diesem Gesetz sind über dieses Konto abzuwickeln. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen über das Konto nach Satz 1 auch den Zuschuss zur anteiligen Finanzierung der Übertragungsnetzkosten nach § 24b des Energiewirtschaftsgesetzes abwickeln.			
(2) Die Verteilernetzbetreiber müssen ein separates Konto für die Aufgaben nach diesem Gesetz führen. Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.		Der BDEW geht davon aus, dass es sich trotz des redaktionellen Fehlers in der Begründung bei dem separat zu führenden Konto nicht um ein Bankkonto (so nach Absatz 1) handeln muss, sondern ein Buchungskonto ausreichend ist. In der Begründung müsste es dazu heißen: <i>„Dabei muss es sich nicht um ein eigenes Bankkonto handeln. Ausreichend ist die Führung eines eigenen Buchungskontos.“</i>	
§ 27 Buchführung, Verwendung von Einnahmen Vereinbarung mit anderen Mitgliedstaaten			

[...]			
Abschnitt 2 Mitteilungspflichten			
§ 28 Umfang der Mitteilungspflichten			
Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, Netzbetreiber, Letztverbraucher, die Unternehmen sind und Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen		Es gibt hier keine Prozesse, keine Datenformate. Dateninhalte sind nicht vorhanden. Die Regelung erscheint daher insgesamt nicht umsetzbar.	
1. einander die für die Abwicklung dieses Gesetzes erforderlichen Angaben, insbesondere die in den §§ 29 bis 33 genannten Angaben, unverzüglich zur Verfügung stellen, soweit in den nachfolgenden Bestimmungen keine abweichenden Fristen bestimmt sind und	1. einander die für die Abwicklung dieses Gesetzes erforderlichen Angaben, insbesondere die in den §§ 29 bis 33 genannten Angaben, unverzüglich auf Verlangen zur Verfügung stellen, wenn diese beim Angefragten vorhanden sind und soweit (...)	Es ist deutlich, zu machen zu welchem Zweck die Mitteilung erfolgt. Dies gilt insbesondere für personenbezogene Daten, aber auch grundsätzlich sollten die Grundsätze der Datensparsamkeit gewährleistet werden. Daten die an der Abwicklung beteiligten Unternehmen für die Abwicklung nicht benötigen sollten auch nicht ausgetauscht werden. Insbesondere sollten den beteiligten Unternehmen keine Prüf- und Plausibilisierungspflichten entstehen. Entsprechende Informationen müssen den Beteiligten daher nur dann übermittelt werden, wenn sie zur Abwicklung unbedingt erforderlich sind. Prüfpflichten der beteiligten Unternehmen können sich ausschließlich auf die Vollständigkeit der Unterlagen beziehen. Im Übrigen muss die Prüfung	

		und Kontrolle entsprechenden staatlichen Stellen obliegen.	
[...]			
§ 29 Betreiber von Stromerzeugungsanlagen und verbundene Unternehmen			
(1) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen im Anwendungsbereich des Teils 3 müssen dem Regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber spätestens vier Monate nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungszeitraums nach § 14 Absatz 1 Satz 4 anlagenbezogen mitteilen	s.o. Definition der Stromerzeugungsanlage nach BDEW-Vorschlag anpassen.	<p>“anlagenbezogen”:</p> <p>BDEW versteht Regelung so, dass die Mitteilungen – auch bei EEG-Anlagen – sich auf die Stromerzeugungsanlage beziehen. Eine Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG findet hier (anders als bei Bestimmung der 1 MW-Grenze) also nicht statt.</p> <p>Damit fehlt aber eine Regelung für die Zusammenfassung von PV-Anlagen (1 Modul = 1 Stromerzeugungsanlage) BDEW-Vorschlag (siehe oben): Zusammenfassung nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV.</p>	
1. die Nummer Stromerzeugungsanlage im Registers,	s.o.	Denn so sind die Solaranlagen auch im MaStR registriert (Zusammenfassung nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV)	
2. die Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage im	2. (...) der Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage im	Redaktionell: wenn mit “Anlage” die Stromerzeugungsanlage gemeint ist, fehlt wiederum die Zusammenfassung von Solaranlagen.	

<p>Abrechnungszeitraum in viertelstündlicher Auflösung; im Rahmen dieser Mitteilung sind Anpassungen der Einspeisung auf Anforderung durch einen Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes einzubeziehen sowie eigenständig mitzuteilen,</p>	<p>Abrechnungszeitraum in viertelstündlicher Auflösung gemäß den in § 16 vorgesehenen Zeitintervallen in stündlicher Auflösung oder für den Kalendermonat (...);</p>	<p>Insbesondere muss ein Gleichlauf zwischen § 16 Abs. 1 und den Mitteilungspflichten hergestellt werden</p> <p>Begründung zur Streichung der viertelstündlichen Auflösung: Nach § 16 (iVm mit der Begründung) wird der Abschöpfungsbetrag je Stunde – nicht je Viertelstunde berechnet. Bei Wind- und Solaranlagen ist es die monatliche Einspeisung (vgl. § 16 Abs. 1).</p>	
<p>3. die Angaben nach Anlage 4 zu berechnenden Überschusserlösen, der Betreiber der Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, sowie den Abschöpfungsbetrag,</p>	<p>3. die Angaben nach Anlage 4 zu berechnenden Überschusserlös, der Betreiber der Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, sowie den Abschöpfungsbetrag, die durch das Tool gemäß § 35 Absatz 1 ermittelt wurden,</p>	<p>Präzisierung, damit die ermittelten Erlöse und Beträge einheitlich durch ein vorgegebenes Berechnungstool vom Anlagenbetreiber ermittelt werden können (siehe auch die Änderungen zu § 35).</p>	
<p>[...]</p>			
<p>4. [...]</p> <p>b) In den Fällen des § 17 Nummer 2 das Ergebnis aus Preissicherungsmeldungen nach Anlage 5</p>	<p>(...) nach Anlage 5 und 6</p>	<p>Folgeänderungen zu den bei § 17 Nr. 2 und Anlage 6 beschriebenen Änderungsvorschlägen</p>	

hh) in den Fällen des § 18 Absatz 3 zusätzlich die Angabe, dass der anlagenbezogene Vermarktungsvertrag von einem Unternehmen oder Gesellschafter, der mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage in einem der in § 18 Absatz 3 genannten Rechtsverhältnisse steht, mit einem Dritten geschlossen worden ist, die erforderlichen Angaben zu diesem Vertrag sowie geeignete Nachweise für das Bestehen des Rechtsverhältnisses,	Streichen	Die wesentlichen Inhalte des Vertrages werden dem Übertragungsnetzbetreiber bereits nach den lit c) aa) – ff) übermittelt, so dass die Übersendung einer Vertragskopie dem Übertragungsnetzbetreiber keine zusätzlichen Erkenntnisse liefert. Auch hier sollte der Grundsatz der Datensparsamkeit gelten.	
5. in den Fällen des § 17 Nummer 1 zudem die Erklärung der gesetzlichen Vertreter des Betreibers der Stromerzeugungsanlage, dass die Angaben nach Nummer 4 Buchstabe a richtig und vollständig sind und dass die Rechtsfolgen einer unrichtigen oder unvollständigen Angabe bekannt sind.			
(2) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, sofern dieser kein	(2) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen dem Netzbetreiber, an dessen Netz (...) , spätestens innerhalb der Frist des § 14	Streichen, bis auf Nr. 1 hinsichtlich des Abschöpfungsbetrags. Der VNB hat nach dem Entwurf keine Prüfpflichten haben. Alle relevanten Daten erhält der ÜNB, die BNetzA prüft. Insbesondere ist keine Zeitgleichheit zwischen	

Übertragungsnetzbetreiber ist, spätestens innerhalb der Frist des § 14 Absatz 1 Satz 2	Abs. 1 Satz <u>2, aber zusammen mit der Zahlung des Abschöpfungsbetrages.</u>	Zusendung von Belegen und Überweisungen vorgesehen (nur gemeinsame Endfrist).	
1. den Überschusserlös nach § 14, der im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, sowie den Abschöpfungsbetrag mitteilen, und	1. den Überschusserlös nach § 14, der im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, mit dem Tool nach § 35 zu ermittelnden Abschöpfungsbetrag mitteilen; (...)	Der Anlagenbetreiber zahlt an den VNB den Abschöpfungsbetrag, nicht den Überschusserlös. Flankierende Anpassung zu den BDEW-Vorschlägen zu § 35 (Berechnungs-Tool).	
2. eine Bestätigung, dass die Angaben nach Nummer 1 gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber gemacht worden sind, mitteilen.	Streichen	Der VNB hat nach dem Entwurf keine Prüfpflichten. Die Mitteilung ist insoweit überflüssig.	
(3) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen der Bundesnetzagentur in den Fällen des § 17 Nummer 2 die Preissicherungsmeldungen nach Maßgabe der Anlage 5 anlagenbezogen mitteilen.	(3) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen der Bundesnetzagentur in den Fällen des § 17 Nummer 2 die Preissicherungsmeldungen nach Maßgabe der Anlage 5 oder sofern sie vom Wahlrecht nach § 17 Nummer 2 Gebrauch machen, nach Anlage 6 anlagenbezogen mitteilen.	Folgeänderung zu BDEW-Vorschlag zu § 17 Abs. 1 Nr. 2 und Anlage 6 (Berücksichtigung von künftigen PPA-Verträgen).	

§ 30 Letztverbraucher			
(1) Letztverbraucher, die Unternehmen sind und deren Entlastungsbeträge an sämtlichen Netzentnahmestellen einen Betrag von 150.000 Euro in einem Monat übersteigen werden, müssen ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen mitteilen,	Letztverbraucher, die ein Unternehmen sind und deren Entlastungsbeträge an sämtlichen Netzentnahmestellen Entnahmestellen einen Betrag von [150 000] Euro in einem Monat übersteigen werden, müssen sind verpflichtet der [Behörde] mitzuteilen und eventuelle Überzahlungen an die [Behörde] zurückzuüberweisen. Um Überzahlungen zu vermeiden, kann der Letztverbraucher oder Kunde ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen mitteilen, dass er auf weitere Entlastungen verzichtet . Die Mitteilung gemäß Satz 1 muss beinhalten:	Es ist völlig unverständlich, warum der Letztverbraucher oder Kunde diese Informationen an das EVU geben soll. Das wird nicht funktionieren. Der Ablauf muss komplett über die Prüfstelle geroutet werden. Für diese Letztverbraucher sollte eine Opt-Out Regelung geschaffen werden. Generell wäre auch hier ein direkter Antrags- und Erstattungsweg über eine staatliche Stelle vorzugswürdig, zumindest soweit diese Fälle vom Standard abweichen. Mitteilung betrifft sämtliche Entnahmestellen aus dem Netz. Dem Wortlaut nach sind allerdings nur Stromentnahmestellen im Gas ist von Entnahmestellen die Rede umfasst. passt nicht zu den Pflichten der E VU die sich auf die jeweilige Entnahmestelle beziehen. Die nachfolgenden Informationen sind für das EVU nicht relevant. Die Prüfung der beihilferechtlichen Voraussetzungen muss durch den Staat erfolgen	
[...]			
(3) Bei einem Lieferantenwechsel			

<p>1. nach dem 31. März 2023 aber vor dem 1. Januar 2024 ist Absatz 1 Nummer 1 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Mitteilung gegenüber dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen unverzüglich zu erfolgen hat,</p>		
<p>2. nach dem 31. Dezember 2023 ist Absatz 1 Nummer 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Mitteilung gegenüber demjenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu erfolgen hat, von dem der Letztverbraucher am 31. Dezember 2023 beliefert wurde.</p>		
<p>(4) Letztverbraucher, die eine Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 gegenüber ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgegeben haben, können bis zum 30. November 2023 jederzeit mit Wirkung für den verbleibenden Entlastungszeitraum die Höchstgrenzen und deren Verteilung im Sinn des Absatz 1 Nummer 1 auf die Netzentnahmestellen durch Mitteilung gegenüber ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen neu bestimmen.</p>		<p>Höchstgrenzen sollten feststehen und nicht verändert werden die Abwicklung wird deutlich erschwert insbesondere im Zusammenhang mit der möglichen gleichzeitigen Aufteilung des Entlastungskontingents im Strom und des Entlastungsbetrags im Gas.</p>

(6) Letztverbraucher, bei denen die Summe der Entlastungsbeträge aller Netzentnahmestellen den Betrag von 100 000 Euro im Kalenderjahr 2023 übersteigt, müssen dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. Juni 2024 mitteilen:		Sinn der Regelung erschließt sich nicht. Es bleibt unklar wofür die Netzbetreiber diese Daten brauchen. Etwas anderes kann nur für Letztverbraucher gelten, die Entlastungsbeträge direkt beim Übertragungsnetzbetreiber geltend machen müssen, falls keine andere Regelung getroffen wird, wofür der BDEW plädiert.	
1. ihren Namen und ihre Anschrift,			
[...]			
§ 31 Elektrizitätsversorgungsunternehmen			
(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet mitzuteilen		<p>Unklar ist, warum die Auskunftspflichten im Verhältnis zum Übertragungsnetzbetreiber derart ausufernd sind auch im Vergleich zu den Beteiligungspflichten im Erstattungsverfahren für Gas und Wärme.</p> <p>Es bestehen zu umfangreiche Pflichten der Lieferanten gegenüber den ÜNB. Es existieren keine definierten und automatisierten Kommunikationsprozesse. Das Massenkundengeschäft ist ohne standardisierten elektronischen Datenaustausch nicht abbildungbar. Dieser wird bis zum Start einer Strompreisbremse nicht vorliegen. Die vorgesehen</p>	

		Mitteilungspflichten verursachen einen enormen Aufwand und sind daher nicht umsetzbar.	
[...]			
3. bei einem Lieferantenwechsel im Kalenderjahr 2023	Streichen	Dies ist im Massenkundengeschäft nicht umsetzbar und muss daher gestrichen werden. Marktprozesse existieren nicht und können bis zum Start der Preisbremse nicht etabliert werden. Diese Informationspflichten funktionieren im Massenmarkt nur mit elektronischen Datenaustausch. (siehe auch Anmerkungen zu § 8). Auf diese Aufwändige Umsetzung kann auch verzichtet werden, wenn auf den tatsächlichen Verbrauch statt auf historische Referenzzeiträume abgestellt wird. Dies wäre ein großer Hebel für die operative Vereinfachung. Darüber hinaus fielen auch die Nachteile, die mit einer historischen Betrachtung entstehen weg (weniger Verbrauch wegen Corona, Mehrverbrauch wegen Wärmepumpe und Elektromobilität)	
a) dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, unverzüglich, spätestens innerhalb von sechs Wochen nach Beendigung des Energielieferungsverhältnisses,	Streichen		
aa) das bislang an der Netzentnahmestelle gewährte	Streichen		

Entlastungskontingent absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem Referenzwert der dem Entlastungskontingent zugrundeliegenden Referenzwert nach § 6 zugrunde liegt,			
bb) den dem Entlastungskontingent zugrundeliegenden Referenzwert sowie die Angabe auf welcher Basis dieser gebildet wurde,	Streichen		
cc) die Höhe der dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum gewährten Entlastungsbeträge,	Streichen		
dd) sofern einschlägig, den Schätzbetrag nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b.	Streichen		
ee) sofern einschlägig, die vereinbarte monatliche Verteilung des Entlastungskontingents,	Streichen		
b) dem Letztverbraucher in der Schlussrechnung die Angaben nach Buchstabe a und	Streichen		

[...]			
§ 32 Verteilernetzbetreiber			
(1) Verteilernetzbetreiber müssen der Bundesnetzagentur		Insgesamt enthalten die Vorschriften eine Vielzahl von Mitteilungspflichten von Daten, die VNB nur mit sehr hohem manuellem Aufwand sammeln, aufbereiten und mitteilen kann. Es sollte auch nicht Aufgabe der ÜNB sein, alle Unterlagen zu prüfen. Wenn, dann sollte eine Prüfung von staatlicher Seite erfolgen.	
1. die folgenden Angaben unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, zusammengefasst für jeden Abrechnungszeitraum mitteilen:			
a) gegliedert nach den in § 16 Absatz 1 gebildeten Anlagenkategorien die soweit möglich Strommenge und auf Verlangen einschließlich eines stundenscharfen Lastverlaufes, die von den an ihr Netz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen jeweils eingespeist worden ist; dabei ist die eingespeiste Strommenge um Anpassungen der Einspeisung auf Anforderung durch einen Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des		Der stundenscharfe Lastverlauf ist nur erforderlich, wenn Stundenwerte zu Grunde gelegt werden (nicht bei Wind- und Solaranlagen). Insofern müsste das Verlangen bei diesen Anlagen besonders begründet werden.	

<p>Energiewirtschaftsgesetzes zu korrigieren; auf Anforderung durch einen Netzbetreiber angepasste anlagenscharfe Lastgänge sind auf Verlangen der Bundesnetzagentur stundenscharf zu benennen und auszuweisen,</p>			
<p>b) anlagenscharf den jeweiligen anzulegenden Wert,</p>	<p>“anlagenscharf den anzulegenden Wert <u>je Stromerzeugungsanlage, soweit er bereits ermittelt wurde</u> (...)"</p> <p>Gemeint ist die um den Vorschlag des BDEW (s.o.) erweiterte Definition der Stromerzeugungsanlage</p>	<p>Hier ist eine Klarstellung erforderlich, ob die Mitteilung “anlagenscharf” sich auf die jeweilige Stromerzeugungsanlage bezieht. Wenn ja, fehlt (auch hier) eine eigene Vorschrift für die Zusammenfassung von Solaranlagen.</p> <p>Ein anlagenspezifischer anzulegender Wert liegt im Abrechnungssystem des VNB nicht vor, sondern muss aufwendig kalendermonatsbezogen ermittelt und dann der Durchschnittswert über die Monatswerte für den jeweiligen Abrechnungszeitraum gebildet werden. Jedenfalls sollte nur in den Fällen der anzulegende Wert übermittelt werden, in denen er bereits dem VNB vorliegt, weil sich die Anlage in der geförderten Direktvermarktung befand oder befindet oder einer Berechnung für eine Einspeisevergütung in Ausnahmefällen zu Grunde lag oder liegt.</p>	

c) gegliedert nach den in § 16 Absatz 1 gebildeten Anlagenkategorien eine Übersicht der Stromerzeugungsanlagen, für die der Verteilernetzbetreiber eine Mitteilung des Betreibers der Stromerzeugungsanlage nach § 29 Absatz 2 Nummer 1 erhalten hat,			
d) gegliedert nach den in § 16 Absatz 1 gebildeten Anlagenkategorien eine Übersicht über die Zahlungen der einzelnen Betreiber von Stromerzeugungsanlagen;			
e) die Summe der nach Teil 3 von den Betreibern von Stromerzeugungsanlagen vereinnahmten Abschöpfungsbeträge,			
f) die Zahl der in ihrem Netz vorhandenen Entnahmestellen, aufgeschlüsselt nach dem zu dieser Entnahmestelle bekannten Letztverbrauch, wobei dieser Verbrauch in Spannen pro Kalenderjahr wie folgt anzugeben ist: 0 bis 10 000 Kilowattstunden, 10 001 bis 100 000 Kilowattstunden, 100 001 bis 2	Streichen	Im Sinne der Datensparsamkeit und der Vermeidung von Doppelerhebungen sollte die Mitteilungspflicht für Entnahmestellen und Letztverbrauchsmengen entfallen. Es ist weiterhin nicht ersichtlich, welchen Nutzen diese Datenerhebung hat.	

000 000 Kilowattstunden, mehr als 2 000 000 Kilowattstunden,,			
2. bis zum 31. Mai eines Jahres die Endabrechnung für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr vorlegen	Streichen	Es ist nicht nachvollziehbar, warum eine Jahresendabrechnung erfolgen soll. Die VNB leiten vereinnahmte Zahlungen an den ÜNB weiter; damit ist der Zahlungsvorgang für den jeweiligen Abrechnungszeitraum abgeschlossen. Die Endabrechnung kann jedenfalls keine aufschiebende Wirkung haben, Kosten sind nach erfolgtem Nachweis zu erstatten.	
a) für jede einzelne Stromerzeugungsanlage unter Angabe der eindeutigen Nummer des Registers sowie zusammengefasst; § 24 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend anzuwenden,	a) <u>auf Verlangen</u> für jede einzelne Stromerzeugungsanlage <u>die Angaben nach Nr. 1</u> unter Angabe der eindeutigen Nummer des Registers sowie zusammengefasst; § 24 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist <u>für die Zuordnung von Strommengen</u> entsprechend anzuwenden, <u>wenn die ins Netz eingespeisten Strommengen je Stromerzeugungsanlage nicht bereits messtechnisch erfasst werden;</u>	Hilfsweise, sofern die Endabrechnung nicht vollständig entfällt: Hier muss klargestellt werden, auf welche Angaben sich die Mitteilungspflicht genau bezieht und nach welchem Kriterium zusammengefasst werden soll. Zudem sollten diese Daten nur auf Verlangen zur Verfügung gestellt werden, wenn eine entsprechende Überprüfung erforderlich ist. Sofern sich die eingespeisten Strommengen bereits messtechnisch den einzelnen Stromerzeugungsanlagen zuordnen lassen, - ist eine	

		Aufteilung nach § 24 Abs. 3 EEG analog nicht erforderlich.	
b) für jede einzelne Entnahmestelle unter Angabe der für diese Entnahmestelle geltenden Identifikationsnummer sowie zusammengefasst und			
c) für die auszugleichenden Mehrkosten nach § 22 Absatz 2.			
(2) Verteilernetzbetreiber müssen die Informationen nach Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a und Nummer 2 zeitgleich dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber mitteilen.			
(3) Verteilernetzbetreiber teilen dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31. März 2023 die Adressdaten der an ihr Netz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen einschließlich der Nummer des Registers mit. Stromerzeugungsanlagen, die nach dem 31. März 2023 in Betrieb genommen worden	(3) Verteilernetzbetreiber teilen dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber der BNetzA bis zum 31. März 2023 die Adressdaten der an ihr Netz angeschlossenen nach § 13 abzuschöpfenden Stromerzeugungsanlagen	BNetzA sollte diese Informationen erhalten, um ihren Aufsichtspflichten nach § 40 nachzukommen, nicht die ÜNB. Zumindest: Mitteilung der Daten nur für die Stromerzeugungsanlagen, die von der Abschöpfung betroffen sind, nicht alle an das jeweilige Netz angeschlossene Anlagen.	

sind, sind jeweils unverzüglich nachzumelden.	einschließlich der Nummer des Registers mit.		
	<p>Neu: (5) Der Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen sind, haftet nicht für die Richtigkeit der durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage zu machenden Angaben nach Maßgabe von Teil 3 und den Anlagen 4 und 5 zum berechnenden Überschusserlös und Abschöpfungsbetrag. Sie haben insbesondere keine Verpflichtungen, Angaben auf Richtigkeit zu prüfen, Rechnungen auszustellen oder Ansprüche gegenüber dem Betreiber von Stromerzeugungsanlagen gerichtlich durchzusetzen.</p>	Klarstellung der Verantwortungsbereiche der VNB.	
§ 33 Übertragungsnetzbetreiber			
(1) Die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur		Unverständlich bleibt, warum Übertragungsnetzbetreiber Informationen übermitteln müssen, die grundsätzlich auch an die Behörde direkt geliefert werden können.	

1. unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind		
a) nach Ablauf eines Kalendermonats sämtliche zur Aufgabenerfüllung erforderlichen Angaben, insbesondere über bei ihnen eingegangene Zahlungen der Verteilernetzbetreiber, die auf von den Verteilnetzbetreibern vereinnahmte Abschöpfungsbeträge nach Teil 3 fallen,		
b) die Angaben nach § 31 Absatz 1 Nummer 1 zusammengefasst,	Streichen	Es ist nicht ersichtlich, dass diese Informationen nach 31 überhaupt erforderlich sind für die Abwicklung der Aufgaben durch die Beteiligten. Daher ist nicht ersichtlich, warum die Datenübermittlung über den Umweg der ÜNB laufen muss und nicht direkt an die Bundesnetzagentur.
c) die Angaben nach § 31 Absatz 1 Nummer 1 zusammen mit der Firma und der Anschrift des Elektrizitätsversorgungsunternehmens für die 5 Prozent aller in diesem Monat meldenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen,	Streichen	Entsprechende Auswertungen kann die Bundesnetzagentur beziehungsweise eine andere Überwachungsbehörde selbst vornehmen. Da diese Daten schon an eine Prüfbehörde übermittelt werden ist fraglich, wieso sie von den ÜNB bearbeitet auch an die BNetzA übermittelt werden sollen. Das ist bürokratischer Mehraufwand.

deren gewichteter Durchschnittspreis nach § 31 Nummer 1 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb am weitesten oberhalb des einschlägigen Referenzpreises nach § 5 Absatz 2 Satz 1 liegt,			
2. bis zum 31. Juli zusammengefasst die Angaben nach § 31 Nummer 1 Buchstabe b.		Unklar ist, was hier zusammengefasst heißt. Geht es um alle Lieferungen insgesamt zusammengerechnet oder nur die Weiterleitung aller Unterlagen. Beides ist zusätzlicher Aufwand und damit abzulehnen.	
[...]			
§ 34 Testierung			
[...]			
§ 35 Formularvorgaben und digitale Übermittlung			
(1) Netzbetreiber stellen für die nach diesem Teil ihnen mitzuteilenden Angaben Formularvorlagen rechtzeitig vor Ablauf der für die jeweiligen Angaben geltenden Frist bereit.	1) Netzbetreiber stellen für die nach diesem Teil ihnen mitzuteilenden Angaben Formularvorlagen rechtzeitig vor Ablauf der für die jeweiligen Angaben geltenden Frist bereit. Das Bundesministerium für Wirtschaft und	In den Gesprächen zur praktischen Umsetzbarkeit der Abschöpfung wurde die Schaffung einer zentralen, digitalen Schnittstelle in Form eines Onlineportals zur Selbstveranlagung angekündigt, wenigstens ein entsprechendes Ermittlungstool, das durch einen qualifizierten Dienstleister im	

	<p>Klimaschutz oder eine von diesem beauftragte Stelle entwickelt und stellt spätestens bis März 2023 ein Excel-Tool bereit, das die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen zur Ermittlung des Überschusserlöses sowie des Abschöpfungsbetrags nutzen müssen und zu dem auch der Bundesnetzagentur und den Verteilnetzbetreibern Zugang ermöglicht wird. Das Tool stellt zudem Formularvorlagen zu Form und Inhalt der Ergebnisse bereit, die für die Mitteilungspflichten gemäß § 29 verwendet werden müssen. Für Rückfragen wird für den Zeitraum vom 01.02.2023 bis 30.06.2023 in Verantwortung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz eine zentrale Telefon-Hotline mithilfe von Dienstleistern eingerichtet, die als zentrale Anlaufstelle zu allen Fragen rund um den Abschöpfungsprozess für alle Anlagenbetreiber dient.</p>	<p>Auftrag staatlicher Stellen erstellt werden sollte. Zudem sollte durch das Onlineportal/Ermittlungstool eine „einfache“ Eigenveranlagung für Anlagenbetreiber ermöglicht werden. Ein solches Onlineportal bzw. wenigstens Ermittlungstool ist das wesentliche Element der erfolgreichen praktischen Umsetzung, die aufgrund ihrer Komplexität anderenfalls viele Akteure zu überfordern droht. Darüber hinaus besteht sonst die Gefahr, dass jeder Anlagenbetreiber/Dienstleister seine eigene Berechnungslogik aufbaut, die zu unnötigen und vermeidbaren Rückfragen bei allen Beteiligten führt. Darüber hinaus wurde in den Gesprächen zugesagt, dass eine zentrale Anlaufstelle in Form einer Telefon-Hotline geschaffen wird.</p>
--	---	---

<p>(2) Im Fall von Mitteilungen an eine Behörde kann diese Vorgaben zu Inhalt und Format der mitzuteilenden Daten machen.</p>	<p>(2) Im Fall von Mitteilungen an eine Behörde kann diese Vorgaben zu Inhalt und Format der mitzuteilenden Daten machen. Die Bundesnetzagentur stellt den Netzbetreibern spätestens zum 28. Februar 2023 ein offizielles Schreiben zur Verfügung, das den Betreiber von Stromerzeugungsanlagen über seine Pflichten aus diesem Gesetz informiert und auf den § 41 verweist sowie auf das anzuwendende Tool gemäß Absatz 1 inklusive der Telefon-Hotline.</p>	<p>In den vorgenannten Gesprächen wurde auch signalisiert, dass die anschreibenden Netzbetreiber ähnlich zur EEG-Umlage ein Schreiben der BNetzA erhalten, welches sie als Beileger verwenden können, damit der Anlagenbetreiber auch von behördlicher Stelle über seine Rechte und Pflichten informiert wird.</p>
<p>(3) Nach diesem Teil zu machende Angaben müssen unter Verwendung der Formularvorlagen nach Absatz 1 und der Vorgaben nach Absatz 2 übermittelt werden.</p>	<p>3) Die Bundesnetzagentur stellt für die nach diesem Teil zu machende ihnen mitzuteilenden Angaben müssen unter Verwendung der Formularvorlagen rechtzeitig vor Ablauf der für die jeweiligen Angaben geltenden Frist bereit nach Absatz 1 und der Vorgaben nach Absatz 2 übermittelt werden.</p>	<p>Verantwortliche Basis und Drehscheibe beim Austausch von Informationen ist die BNetzA, daher müssen auch von dieser Stelle die entsprechenden Vorlagen gestellt werden.</p>
<p>(4) Die Übertragungsnetzbetreiber richten jeweils für ihre Regelzone oder gemeinsam eine Internetplattform zur Übermittlung von</p>	<p>(4) Die Übertragungsnetzbetreiber richten jeweils für ihre Regelzone oder gemeinsam eine Internetplattform zur</p>	

<p>Mitteilungen nach § 29 Absatz 1 ein. Soweit die Internetplattform eingerichtet ist, müssen die Mitteilungen unter Nutzung der Internetplattform übermittelt werden. Die Bundesnetzagentur erhält Zugriff auf die Mitteilungen, die über die Internetplattform nach Satz 1 gemeldet worden sind, dabei bleibt § 40 unberührt.</p>	<p>Übermittlung von Mitteilungen nach § 29 Absatz 1 ein. Soweit die Internetplattform eingerichtet ist, müssen die Mitteilungen unter Nutzung der Internetplattform übermittelt werden. Die Bundesnetzagentur erhält Zugriff auf die Mitteilungen, die über die Internetplattform nach Satz 1 gemeldet worden sind; § 40 bleibt unberührt. Im Fall von Mitteilungen an eine Behörde kann diese Vorgaben zu Inhalt und Format der mitzuteilenden Daten machen.</p>	
	<p>Absatz 5 (neu): Nach diesem Teil zu machende Angaben müssen unter Verwendung der Formularvorlagen nach Absatz 1 und der Vorgaben nach Absatz 2 übermittelt werden.</p>	
<p>(5) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz richtet unverzüglich eine elektronische Schnittstelle zur Übermittlung von Preissicherungsmeldungen nach § 29 Absatz 3 ein. [...] Soweit das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz oder im Fall des Satz 4 die Bundesnetzagentur Vorgaben zur Nutzung der elektronischen Schnittstelle gemacht haben,</p>	<p>(5-7) Das Bundesministerium ...</p>	<p>Absatz 5 wird Absatz 7.</p>

<p>müssen Mitteilungen nach § 29 Absatz 3 unter Beachtung dieser Vorgaben übermittelt werden.</p>		
	<p>(neu: Absatz 6 = Absatz 4 mit Ergänzungen):</p> <p>Die Übertragungsnetzbetreiber richten jeweils für ihre Regelzone oder gemeinsam eine Internetplattform zur Übermittlung von Mitteilungen nach § 29 Absatz 1 und zur Nutzung des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz entwickelten Tool zur Berechnung Überschusserlöses nach Absatz 1 ein. Soweit die Internetplattform und das Tool eingerichtet sind, müssen die Mitteilungen unter Nutzung der Internetplattform übermittelt werden. Die Bundesnetzagentur erhält Zugriff auf die Mitteilungen, die über die Internetplattform nach Satz 1 gemeldet worden sind; § 40 bleibt unberührt.</p>	<p>Klarstellung, dass BMWK verantwortlich ist für Toolentwicklung und dass die ÜNB dieses auf ihrer Internetseite veröffentlichen.</p>
<p>(6) Eine Haftung der Übertragungsnetzbetreiber für Schäden, die aus der Verwendung der Internetplattform nach Absatz 4 entstehen, ist ausgeschlossen; dies gilt nicht für</p>	<p>(68) Eine Haftung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber für Schäden, die aus der</p>	

Vorsatz.	Verwendung der bereitgestellten Formularvorlagen oder Internetplattform nach Absatz 4 6 entstehen, ist ausgeschlossen; dies gilt nicht für Vorsatz.	
[...]		
[...]		
Abschnitt 3 Sonstige Pflichten		
§ 37 Arbeitsplatzerhaltungspflicht		
(1) Letztverbraucher, die Unternehmen sind, Arbeitnehmer beschäftigen und auf Grundlage dieses Gesetzes und des Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme insgesamt Entlastungen über 2 Millionen Euro beziehen, [...]	§ 37 Abs. 4 sieht vor, dass Rückforderungen direkt zwischen Letztverbraucher und Staat erfolgen. Dies sollte ebenfalls für alle anderen Rückforderungsansprüche im Sinne dieses Gesetzes gelten.	
§ 38 Aufbewahrungspflichten		
[...]		
Teil 6 Behördliches Verfahren		
§ 39 Missbrauchsverbot		
(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist eine Gestaltung ihrer Preissetzung oder eine		Durch die Norm sollen missbräuchliche Preisanpassungen verhindert werden. Die

<p>sonstige Verhaltensweise verboten, die eine missbräuchliche Ausnutzung, die sie aufgrund der Regelung zur Entlastung von Letztverbrauchern nach den Bestimmungen dieses Gesetzes darstellt. Insbesondere ist ihnen im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023 verboten, ihre in die Ermittlung des Erstattungsanspruchs nach § 20 und des Anspruchs auf Abschlagszahlungen nach § 23 einfließenden Arbeitspreise zu erhöhen, es</p> <p>sei denn, das Elektrizitätsversorgungsunternehmen weist nach, dass die Erhöhung sachlich gerechtfertigt ist, wobei die Umkehr der Darlegungs- und Beweislast nur in Verfahren vor dem Bundeskartellamt gilt. Eine sachliche Rechtfertigung kann sich ergeben aus</p>		<p>Begründung sollte klarstellen angemessene Preisänderungen weiterhin möglich sind.</p>	
<p>1. marktisierten Preis- und Kostenentwicklungen oder,</p>		<p>Es muss sichergestellt werden, dass erhöhter Personalbedarf und Mehrkosten durch Inflation und auch Mehr-aufwendungen aus diesem Gesetz in den Preisen berücksichtigt werden können unter die unter Beachtung von § 315 BGB</p>	
<p>2. der Entwicklung der vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen im</p>			

regulatorischen Sinn nicht beeinflussbaren Preis- und Kostenbestandteile.			
Insbesondere sind Gestaltungen auch insoweit nicht zu rechtfertigen, als ein Anstieg der Beschaffungskosten ursächlich auf einer Veräußerung vor dem 25. November 2022 beschaffter Energiemengen und anschließender teurerer Widerbeschaffung beruht.			
(2) Das Bundeskartellamt kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das seine Verhaltensmöglichkeiten im Sinne des Absatzes 1 missbräuchlich ausnutzt, verpflichten, sein missbräuchliches Handeln abzustellen. Es kann dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen alle Maßnahmen aufgeben, die erforderlich sind, um das missbräuchliche Handeln wirksam abzustellen. Es kann insbesondere			
1. anordnen, dass die Erstattungen nach § 20 und Abschlags- und Vorauszahlungen nach § 23 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen ganz oder teilweise an die	1. anordnen, dass die Erstattungen nach § 20 und Abschlagszahlungen nach § 23 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen missbräuchlich ganz oder teilweise an	Die Energiewirtschaft wird bei der Abwicklung der Preisbremsen an der Schnittstelle von Staat und Bürger eingebunden. Die Energiewirtschaft ist bereit, nach Kräften zum Gelingen der Preisbremsen beizutragen. Klar muss aber auch sein, dass Unternehmen der Energiewirtschaft (insbesondere die Netzbetreiber und Lieferanten)	

Übertragungsnetzbetreiber zurückzuerstatten sind sowie	die Übertragungsnetzbetreiber zurückzuerstatten sind sowie	nur die notwendigsten Aufgaben übernehmen können. Grundsätzlich hoheitliche Aufgaben muss der Staat übernehmen. Dies betrifft bei den Netzbetreibern insbesondere Prüf-, Inkasso-, Rechtsdurchsetzungspflichten oder auch Korrektur- und Rückabwicklungsprozesse. Stattdessen sollten staatliche Akteure, gegebenenfalls unter Zuhilfenahme von Dienstleistern, der Energiewirtschaft eine Fokussierung auf ihre energie-wirtschaftlichen Kernaufgaben ermöglichen. Die Rückabwicklung muss im Verhältnis Letztverbraucher/Staat abgewickelt werden. Darüber hinaus darf missbräuchliches Verhalten der Letztverbraucher sich nicht auf die Lieferanten oder die Netzbetreiber auswirken.	
2. die Abschöpfung sonstiger wirtschaftlicher Vorteile des Elektrizitätsversorgungsunternehmens anordnen und dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Zahlung des entsprechenden Geldbetrags auferlegen.			
[...]			

§ 40 Aufsicht der Bundesnetzagentur		
[...]		
§ 41 Festsetzungen der Bundesnetzagentur		
<p>(1) Sofern und soweit ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Mitteilungs- oder Zahlungspflichten nach § 29 und § 14 Absatz 1 nicht, nicht fristgerecht oder nicht ordnungsgemäß nachkommt, kann die Bundesnetzagentur eine angemessene Frist zur Erfüllung dieser Pflichten gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, setzen. Kommt ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Pflichten nicht innerhalb der nach Satz 1 gesetzten Frist nach, setzt die Bundesnetzagentur die Überschusserlöse in Form eines zahlenmäßig bestimmten Geldbetrages nach dem in Absatz 3 festgelegten Verfahren gegenüber dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und den Netzbetreibern fest. Gegenüber Gesellschaftern und Unternehmen, die mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage</p>	<p>(1) Sofern und soweit ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Mitteilungs- oder Zahlungspflichten nach § 29 und § 14 Absatz 1 nicht, nicht fristgerecht oder nicht ordnungsgemäß nachkommt, kann wird die Bundesnetzagentur dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage eine angemessene Frist zur Erfüllung dieser Pflichten gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, setzen. Kommt ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Pflichten nicht innerhalb der nach Satz 1 gesetzten Frist nach, setzt die Bundesnetzagentur die Überschusserlöse in Form eines zahlenmäßig bestimmten Geldbetrages nach dem in Absatz 3 festgelegten Verfahren gegenüber</p>	<p>Hier besteht kein Ermessensspielraum. Das sollte in der Regelung zum Ausdruck kommen.</p>

<p>in einem in § 15 genannten Rechtsverhältnis stehen, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden.</p>	<p>dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage fest und informiert den Netzbetreibern fest. [...]</p>	<p>Es muss klargestellt werden, dass die Festsetzung gegenüber dem Betreiber von Stromerzeugungsanlagen und nicht dem VNB erfolgt.</p>	
<p>(2) Für die Zwecke des Absatzes 1 informiert der Netzbetreiber die Bundesnetzagentur unverzüglich, wenn ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen</p>			
<p>1. seine Mitteilungspflicht nach § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 verletzt oder</p>			
<p>2. seiner Zahlungspflicht nach § 14 Absatz 1 nicht nachkommt.</p>			
<p>Die Mitteilung nach Satz 1 muss auch dann erfolgen, wenn dem Netzbetreiber begründete Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen entgegen § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 unrichtige oder unvollständige Angaben macht, die für die Höhe der abschöpfbaren Überschusserlöse</p>	<p>Streichen.</p>	<p>Da die VNB die Höhe der Abschöpfungsbeträge der einzelnen Anlagen nicht beurteilen können, können sie auch keine begründeten Anhaltspunkte dafür haben, dass die ermittelten Zahlungsbeträge unrichtig sind.</p>	

erheblich sein können, oder seiner Zahlungspflicht nach § 14 Absatz 1 nicht ordnungsgemäß nachkommt.		Für andere Angaben besteht keine Prüfpflicht. Dies liegt nicht im Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber.	
[...]			
(6) Wenn die Zahlung des durch die Bundesnetzagentur festgesetzten Geldbetrages nach den Absätzen 4 bis 5 nicht oder nicht fristgerecht gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, ist dieser berechtigt und verpflichtet, die Erfüllung der Zahlungspflicht des Betreibers der Stromerzeugungsanlage in der festgesetzten Höhe auf dem Rechtsweg durchzusetzen.	Streichen	Auch die gerichtliche Durchsetzung sollte bei der BNetzA liegen.	
§ 42 Rechtsschutz			
[...]			
Teil 7 Verordnungsermächtigungen, Übergangs- und Schlussbestimmungen			
§ 47 Verordnungsermächtigung zum Anwendungsbereich			

<p>Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates</p>		<p>Eine Verlängerung der Maßnahmen ist abzulehnen, insbesondere wenn sie nicht unbedingt erforderlich sind. bis zum 31. April 2024 sollte die Bundesrepublik Deutschland in der Lage sein derartige Unterstützungsmaßnahmen selbst durchzuführen und nicht Tausende Unternehmen, deren Aufgabe ist es die Energieversorgung aufrechtzuerhalten und zu sichern für die Umsetzung dieser staatlichen Aufgabe zu nutzen.</p>
<p>1. den zeitlichen Anwendungsbereich des Teils 2 bis zum 30. April 2024 zu verlängern und die hierfür erforderlichen Bestimmungen zu regeln, wobei sie zwischen verschiedenen Gruppen von Letztverbrauchern unterscheiden kann; dabei kann sie insbesondere</p>		
<p>a) die Höhe und Berechnung des Differenzbetrags nach § 5, des Entlastungskontingents nach § 6 und der Höchstgrenzen nach § 9 neu bestimmen, soweit dies für die beihilferechtliche Genehmigung der Entlastung erforderlich ist, und</p>		

b) die erforderlichen Nachweis-, Informations- und Mitteilungspflichten regeln,			
2. Den zeitlichen Anwendungsbereich des Teils 3 abweichend von § 13 Absatz 1 zu regeln und unter Beachtung der Voraussetzungen des § 13 Absatz 2 Satz 3 und der Höchstdauer nach §13 Absatz 2 Satz 4 zu bestimmen, dass Teil 3 auch anzuwenden ist auf			
a) Strommengen, die nach dem 30. Juni 2023 im Bundesgebiet erzeugt wurden, oder		Bei der Abschöpfung der Übererlöse sind negative Folgen auf die mittel- und langfristige Funktionalität der nationalen, europäischen und globalen Energiemarkte und Investitionsentscheidungen zu erwarten. Das gilt insbesondere für den Terminmarkt, dem ohne ein Enddatum zum 30.06.2023, wie in der Verordnung EU 2022/1854 vorgesehen, schwerer und nachhaltiger Schaden droht. Die Beeinträchtigung des Terminmarktes wirkt preistreibend und verteuerst so wiederum die Entlastungsmaßnahmen.	
b) Absicherungsgeschäfte, die nach dem 30. Juni 2023 im Bundesgebiet ganz oder teilweise erfüllt werden müssen;		Siehe oben	

<p>im Fall einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs über den 31. Dezember 2023 hinaus kann die Bundesregierung in dieser Verordnung auch die Werte neu bestimmen, bei deren Überschreitung Überschusserlöse im Sinn des § 16 Absatz 1 vorliegen; für Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Abfall erzeugen, müssen neue Werte bestimmt werden.</p>	<p>im Fall einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs über den 31. Dezember 2023 hinaus kann die Bundesregierung in dieser Verordnung auch die Werte neu bestimmen, bei deren Überschreitung Überschusserlöse im Sinn des § 16 Absatz 1 vorliegen; für Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Abfall erzeugen, müssen neue Werte bestimmt werden. In diesem Fall wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ein online Portal zur weiteren Abwicklung des Teil 3 in Auftrag geben, um das durch das Tool gemäß § 28 Nummer 3 abzulösen und die Datenmeldungen nach § 29 zu bündeln.</p>	
<p>§ 49 Auszahlung und Höhe Entlastungsbetrag Januar und Februar 2023</p>		
<p>(1) Abweichend von § 4 werden die Entlastungsbeträge für die Monate Januar 2023 und Februar 2023</p>	<p>(1) Abweichend von § 4 und § 7 erfolgt die Berücksichtigung der Entlastungsbeträge für Entnahmen in den die Monaten Januar 2023 und Februar 2023 erst mit dem</p>	<p>Die Formulierung ist nicht eindeutig. Ausweislich der Begründung hält auch das BMWK die Umsetzung der Vorgaben des Gesetzes zum 1. Januar 2023 nicht für möglich. Die Entlastungsbeträge sollen also mit den Entlastungsbeträgen offensichtlich im Monat März</p>

<p>1. Letztverbrauchern und sonstigen Letztverbrauchern mit dem Entlastungsbetrag für den Monat März 2023 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährt, das den Letztverbraucher an der betreffenden Netzentnahmestelle am 1 März 2023 beliefert,</p> <p>2. jeweils nach den Vorgaben des § 4 Absatz 2 aus dem Produkt des Differenzbetrages und des Entlastungskontingents für den Monat März 2023 ermittelt..</p>	<p>Entlastungsbetrag, der ab März 2023 zu gewähren ist.</p> <p>1. Letztverbrauchern und sonstigen Letztverbrauchern mit dem Entlastungsbetrag für den Monat März 2023 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährt, das den Letztverbraucher an der betreffenden Netzentnahmestelle am 1 März 2023 beliefert,</p> <p>2. jeweils nach den Vorgaben des § 4 Absatz 2 aus dem Produkt des Differenzbetrages und des Entlastungskontingents für den Monat März 2023 ermittelt.</p> <p>(2) Für Letztverbraucher nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und § 6 Satz 1 Nr. 1 Buchstabe a [SLP-Kunden], die in den Monaten Januar und Februar mit Strom beliefert worden sind, ist zusätzlich zu den Entlastungen nach § 4 für die Monate Januar und Februar 2023 jeweils der für den Monat März</p>	<p>gewährt werden. Das geht allerdings aus dem Wortlaut nicht hervor.</p> <p>Zum einen ist die Unterscheidung zwischen Letztverbrauchern und sonstigen Letztverbrauchern unnötig. Wenn alle Letztverbraucher gemeint sind, unabhängig davon, wie sie ihre Entlastung erhalten, sollte auch nur von Letztverbrauchern, die Rede sein, die einen Entlastungsanspruch haben und § 7 in der Aufzählung ergänzt werden.</p> <p>In den Nummern 1 und 2 sind nur solche Letztverbraucher angesprochen, die nicht unter die Regelung für sonstige Letztverbraucher in § 7 fallen, zum einen weil die Entlastung durch das EVU erfolgen soll und nicht durch den ÜNB und zum anderen weil nochmals ausdrücklich § 4 erwähnt ist.</p> <p>Darüber hinaus erfolgt die Abschlagszahlung ebenso wie die Entlastung für den im Monat März entnommenen Strom ggf. im März aber nicht in jedem Fall (wenn der Liefermonat vom 5. März bis zum 4. April geht). Die Abrechnung des entnommenen Stroms für Kunden die monatlich abgerechnet werden erfolgt in jedem Fall im Nachhinein, so dass der Entlastungsbetrag für die</p>
--	--	---

	<p>2023 nach § 6 ermittelte Entlastungsbetrag zu berücksichtigen.</p> <p>(3) Für Letztverbraucher nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nr. 2 und § 6 Satz 1 Nr. 1b [RLM-Kunden], die in den Monaten Januar und Februar mit Strom beliefert worden sind, ist zusätzlich zu den Entlastungen nach § 4 für die Monate Januar und Februar 2023 jeweils der nach Maßgabe der §§ 5 bis 11 ermittelte Entlastungsbetrag zu berücksichtigen.</p> <p>(4) Für Letztverbraucher nach § 4 Absatz 1 ist für die Entlastung nach den Absätzen 1 bis 3 das Elektrizitätsversorgungsunternehmen zuständig, das den jeweiligen Letztverbraucher am 1. März 2023 mit Strom beliefert hat.</p>	<p>Lieferung im Monat März erst im April berücksichtigt werden kann. Dafür spricht auch, dass bei einer monatlichen Abrechnung z.B. von RLM-Kunden im Januar, der im Dezember 2022 entnommene Strom abgerechnet wird, der nicht in den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt.</p> <p>Außerdem</p> <p>Darüber hinaus sollte die Regelung aus Transparenzgründen bereits am Anfang des Gesetzes festgehalten sein, z.B. nach § 7 bzw. Sie betrifft die Umsetzung des Entlastungsanspruchs und damit den zeitlichen Geltungsbereich bzw. den Inhalt des Anspruchs.</p> <p>Sonstige Letztverbraucher nach § 7 sollten von direkt über die staatliche Stelle abgewickelt werden und nicht über die Übertragungsnetzbetreiber – siehe entsprechende Vorschläge.</p>	
[...]			
§ 50 Beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt			
Dieses Gesetz darf erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die		Die beihilferechtliche Genehmigung ist Voraussetzung für die Umsetzung der	

Europäische Kommission und angewandt werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gibt den Tag, ab dem dieses Gesetzes nach Satz 1 anzuwenden ist, im Bundesgesetzblatt bekannt.		Preisbremsen. Die Unternehmen benötigen schnellstmöglich Klarheit, ob das Gesetz in der vorgelegten Form umgesetzt werden kann. Auch die Vorauszahlungen an die EVU müssen schnellstmöglich rechtlich abgesichert werden. Dies ist unabdingbar für die Vorbereitung und Durchführung der Preisbremsen.	
Anlage 1 (zu § 2 Nummer 5) Krisenbedingte Energiemehrkosten			
Anlage 2 (zu § 9) Besonders von hohen Energiepreisen betroffene Sektoren und Teilsektoren			
	Folgende WZ-2008 Code wären zu ergänzen: Trinkwasser 360 und Abwasser 370	Bei der Trinkwasserversorgung handelt es sich um energieintensive Unternehmen, die für Grundversorgung der Bevölkerung mit dem lebenswichtigen Gut Trinkwasser zuständig sind. Die Energieintensität liegt insbesondere an den dauerhaft zu betreibenden Pumpen, die das Trinkwasser in ausreichendem Druck auch in mehrstöckige Häuser und höher gelegene Versorgungsgebiete transportieren. Darüber hinaus wird für die Förderung von Rohwasser und für die Wasseraufbereitung zu Trinkwasser Strom	

		im großen Umfang benötigt. Der Energieanteil der Kosten liegt bei der Trinkwasserversorgung bei rund 26 Prozent. Auch die Abwasserentsorgung ist auf Pumpstrom angewiesen, um Abwasser zu transportieren. Hinzu kommt die Reinigungsleistung auf Kläranlagen, die durch Umwälzung, Belüftung, Erwärmung etc. sehr energieintensiv ist. Oft zählen Kläranlagen zu den	
Anlage 3(zu § 16 Absatz 1 Nummer 5) CO₂-Kosten Braunkohle			
[...]			
Anlage 4 Absicherungsgeschäfte, die vor dem 1. November 2022 abgeschlossen worden sind			
Ergebnis aus Absicherungsgeschäften im Sinn dieser Anlage ist das Fair Value Ergebnis von Absicherungsgeschäften für die geplante Einspeisung im Abrechnungszeitraum der Stromerzeugungsanlage aus Verträgen, die vor dem 1. November 2022 geschlossen wurden.	Ergebnis aus Absicherungsgeschäften im Sinn dieser Anlage ist das Fair Value realisierte Ergebnis von Absicherungsgeschäften für die geplante Einspeisung im Abrechnungszeitraum der Stromerzeugungsanlage aus Verträgen, die vor dem 1. November 2022 geschlossen wurden. Für Absicherungsgeschäfte für Kohlendioxid-CO2-Zertifikaten - ist das Fair Value	Der in Anlage 1 Nr. 1.1 verwendete Begriff „Fair Value“ ist für die Absicherungsgeschäfte für Strom und Brennstoffe nicht geeignet. Für diese Geschäfte stehen die Ergebnisse nicht wie in Nummer 1.3 beschrieben erst zu einem bestimmten Stichtag fest, sondern nach ihrer Realisierung. Daher sollte in Nummer 1.1 entsprechend zwischen CO2-Absicherungsgeschäften, deren Wert auf einen	

	<p>Ergebnis im Sinne von Nummer 1.3 anzusetzen.</p> <p>.</p>	bestimmten Stichtag abstellt und anderen Absicherungsgeschäften differenzieren.	
2. Ermittlung und Meldung der Ergebnisse			
2.2 Dabei sind alle Absicherungsgeschäfte, zu ermitteln und mitzuteilen, die eindeutig und nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der Stromvermarktung oder der Kohlendioxid-Kosten eingegangen wurden und die nach den Bestimmungen dieser Anlage der jeweiligen Stromerzeugungsanlage für den Abrechnungszeitraum zuzuordnen sind und die Anforderungen nach dieser Anlage erfüllen.	<p>2.2 Dabei sind alle Absicherungsgeschäfte, zu ermitteln und mitzuteilen, die eindeutig und nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der Stromvermarktung Deckungsbeiträge aus Stromerzeugung oder der Kohlendioxid-Kosten eingegangen wurden und die nach den Bestimmungen dieser Anlage der jeweiligen Stromerzeugungsanlage für den Abrechnungszeitraum zuzuordnen sind und die Anforderungen nach dieser Anlage erfüllen.</p>	<p>Implizite Absicherungsgeschäfte (Implicit Fuel Hedges) müssen berücksichtigt werden</p> <p>Der Gesetzesentwurf lässt offen, ob auch Brennstoff-Absicherungsgeschäfte vor dem 1.11.2022 angerechnet werden können. Strom- und CO2-Absicherungsgeschäfte werden explizit erwähnt, Gas- und Kohle-Absicherungsgeschäfte zur Absicherung einer Stromposition aber nicht.</p>	

4. Weitere Maßgaben			
4.1 Absicherungsgeschäfte innerhalb des Unternehmens oder mit Unternehmen nach § 15 Absatz 1 dürfen nicht berücksichtigt werden. In diesem Fall sind Absicherungsgeschäfte dieser Parteien mit Dritten dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage zuzurechnen, soweit eine klare Zuordnung anhand der Bestimmungen dieser Anlage zu der Erzeugung der Stromerzeugungsanlage möglich ist.	<p>Absicherungsgeschäfte innerhalb des Unternehmens oder mit Unternehmen nach § 15 Absatz 1 dürfen nicht nur nach Prüfung auf Marktgerechtigkeit berücksichtigt werden.</p> <p>Marktgerechtigkeit liegt vor, wenn sie im Rahmen des letzten vom Wirtschaftsprüfer testierten Jahresabschlusses dem Erzeugungsgeschäft als Absicherungsgeschäft zugeordnet waren und vor dem 31.10. abgeschlossen wurden. In diesem Fall Andernfalls sind Absicherungsgeschäfte dieser Parteien mit Dritten dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage zuzurechnen, soweit eine klare Zuordnung anhand der Bestimmungen dieser Anlage zu der Erzeugung der Stromerzeugungsanlage möglich ist.</p>	Viele Stromerzeuger lassen ihre Strommengen durch Terminverträge von Vermarktern an den Börsen platzieren. Diese Vermarkter können auch verbundene Unternehmen nach § 15 Abs. 1 StromPBG sein, die den Strom aufkaufen und in ihrem Portfolio an die Börsen weiterverkaufen. Entsprechend muss es dem Wirtschaftsprüfer ermöglicht werden, bei der Testierung der Terminmarktabssicherungen Handelsgeschäfte in einer anderen Legaleinheit im Konzernverbund zu berücksichtigen. Wir gehen davon aus, dass 4.1 diese Zuordnung ermöglicht.	
[...]			

<p>4.6 Soweit bei einem Betreiber mehrerer Stromerzeugungsanlagen vor dem 1. November 2022 keine eindeutige Zuordnung von Absicherungsgeschäften des Erzeugungspotfolios zu einzelnen Erzeugungsanlagen des Portfolios dokumentiert ist, erfolgt die Zuordnung nach den im Folgenden dargestellten typischen Einsatzstunden von Stromerzeugungs-Technologien:</p>	<p>Soweit bei einem Betreiber mehrerer Stromerzeugungsanlagen vor dem 1. November 2022 keine eindeutige Zuordnung von Absicherungsgeschäften des Erzeugungspotfolios zu einzelnen Erzeugungsanlagen Erzeugungstechnologien des Portfolios dokumentiert ist bzw. zu einzelnen Erzeugungsanlagen im Bereich der Erneuerbaren. Wenn dieses relevant dafür ist, ob die Anlage unter die Abschöpfung fällt, erfolgt die Zuordnung nach den im Folgenden dargestellten typischen Einsatzstunden von Stromerzeugungs-Technologien.</p>	<p>Absicherungsgeschäfte sind anlagenscharf zu übermitteln. Falls dies nicht möglich ist, werden synthetische Verteilungsschlüssel für alle Anlagen herangezogen, basierend auf durchschnittlichen Einsatzstunden pro Technologie. Das führt zu unkalkulierbaren Effekten der Zuordnung der historischen Hedges zu einzelnen Kraftwerken und damit zu Technologien. Dies kann den Abschöpfungsbetrag immer dann deutlich verändern, wenn technologiespezifische Hedges aus diesem Grund auf andere Technologien verteilt werden müssen, die nicht der Abschöpfung unterliegen.</p> <p>Grundsätzlich sollten die Absicherungsgeschäfte der jeweiligen Technologien zugeordnet werden und nicht einzelnen Anlagen. D.h. es müsste in Anlage 4 der Begriff „Stromerzeugungsanlage“ durch „Technologie“ ersetzt werden, es sei denn eine Zuordnung ist für die Höhe der Abschöpfung relevant. Dies würde den Erfüllungsaufwand erheblich verringern. Der Abschnitt 4.6 in Anlage 4 müsste entsprechen umformuliert werden:</p>
---	--	--

Anlage 5 (Absicherungsgeschäfte, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind)			
[...]			
2.5 Die Summe der Mengen aus Preissicherungsmeldungen, die für eine Stromerzeugungsanlage mit Wirkung für einen Börsenhandelstag maximal gemeldet werden darf, darf für jede Stunde des Erfüllungszeitraums der Handelsprodukte, auf die sich die Preissicherungsmeldungen beziehen, sowohl für Strom als auch für Kohlendioxid einen Betrag nicht übersteigen oder unterschreiten, der im Bereich zwischen minus 1 Prozent und 1 Prozent der Menge liegt, die für die Stromerzeugungsanlage insgesamt maximal gemeldet werden darf.		Die Regelung in Nr. 2.5 kann hinsichtlich der Prozentsätze vor allem für Unternehmen ein Problem werden, die keinen großen Kraftwerkspark oder kein großes Portfolio managen und die grundsätzlich innerhalb einer kurzen Zeit ggf. bei einem Ausfall 100 % am Markt beschaffen könnten. Daher sind die Prozentsätze mit einem Prozent sehr niedrig gegriffen und können dazu führen, dass solche Unternehmen tatsächlich höher abgeschöpft werden als sie Gewinn erzielen. Hier sollte eine Anpassung erfolgen.	
		Ausweislich der Antwort 8 des Fragen-Antworten-Katalogs des BMWK soll die Anlage 5 folgendes sicherstellen: „Über die Terminmarktkorrektur wird sichergestellt, dass auch nur tatsächlich angefallene	

		<p>Zufallsgewinne abgeschöpft werden, unabhängig vom aktuellen Geschehen am Spotmarkt. Hier gibt es eine zusätzliche Sicherheitsmarge von 1 ct/kWh, die immer zugunsten der Unternehmen wirkt.“</p> <p>Eine Regelung die dies sicherstellt ist weder in Anlage 5 noch in § 17 zu erkennen. Das Ziel nur tatsächlich angefallene Zufallsgewinne abzuschöpfen ist in jedem Fall sinnvoll und sollte Eingang ins Gesetz finden ebenso wie die in Frage 8 angesprochene Sicherheitsmarge.</p>
		<p>Frage 12 des FAQ des BMWK führt aus:</p> <p>„Verluste aus ungeplanten Kraftwerksausfällen werden in der Berechnung der Abschöpfung dadurch berücksichtigt, dass positive und negative Deckungsbeiträge innerhalb eines Monats saldiert werden. Verluste in einer Stunde werden mit Zufallsgewinnen in einer anderen Stunde verrechnet. Das verringert den Abschöpfungsbetrag und schützt die Stromerzeuger. Bei ungeplanten Kraftwerksausfällen wird nicht „zu viel“ abgeschöpft.“</p>

		<p>Deckungsbeiträge aus Terminmarktgeschäften werden über die gesamte Laufzeit der Strompreisbremse fortlaufend saldiert. Mehrabschöpfung durch Termingewinne können mit Minderabschöpfung durch Terminverluste gegengerechnet werden. Auch dies schützt die Unternehmen vor einer übermäßigen Belastung....“</p> <p>Auch diese Aussage ist begrüßenswert, findet sich aber weder in Anlage 5 noch in § 17 des Gesetzes.</p>	
Anlage 6 (zu § 17 Nummer 2)	NEU		
	<p>Festpreisvermarktungsgeschäfte für Windenergieanlagen und Solaranlagen, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind, sofern der Betreiber vom Wahlrecht nach § 17 Satz 2 Gebrauch macht</p>	<p>Für die Berücksichtigung von Festpreisvermarktungsverträgen nach § 17 Nr. 2 gilt: Die Berechnung des Erlöses erfolgt nicht auf Grundlage des tatsächlichen PPA-Preises sondern auf der Grundlage von Börsenstrompreisen. Multipliziert man die börslichen Settlement-Preise am Tag des PPA-Abschlusses mit dem Marktwertfaktor (MWF) der entsprechenden Technologie und zieht einen pauschalen Sicherheitsabschlag für die Terminvermarktung ab, so ergibt sich ein Benchmark für den Erlös aus dem PPA. Anlagenbetreiber mit einem PPA können ex ante entscheiden, ihre Zufallsgewinne über diesen Benchmark-Ansatz zum Vertragsabschluss</p>	

		abzuschöpfen zu lassen und können die damit fixierten Preise für die Ermittlung der Übererlöse berücksichtigen.	
1. Definitionen			
1.1	Festpreisvermarktungsmeldung ist die gemeldete Kombination aus Handelsprodukt und kalendermonatlicher Menge in Megawattstunden (MWh) für eine bestimmte Stromerzeugungsanlage, für die mit Wirkung für einen Börsenhandelstag eine Festpreisvermarktung erfolgen soll.		
1.2	Handelsprodukt im Sinne dieser Anlage sind alle am jeweiligen Börsenhandelstag an der Energiebörse European Energy Exchange AG in Leipzig (EEX) für die Gebotszone Deutschland und Luxemburg handelbaren Produkte für Strom (EEX German Power Base und Peak Futures) mit Laufzeit von einem Monat, Quartal oder Jahr. Das Handelsprodukt muss den jeweiligen Monat umfassen.		

1.3	Referenzmarktpreis ist der Settlementpreis des gemeldeten Handelsprodukts am Börsenhandelstag, mit dessen Wirkung die Meldung erfolgt.	
2	Festpreisvermarktungsmeldungen	
2.1	Festpreisvermarktungsmeldungen können mit Wirkung für zukünftige Börsenhandelstage sowie bis zum Ablauf des jeweiligen Börsenhandelstags mit Wirkung für diesen Börsenhandelstag erfolgen.	
2.1	Festpreisvermarktungsmeldungen können mit Wirkung für zukünftige Börsenhandelstage sowie bis zum Ablauf des jeweiligen Börsenhandelstags mit Wirkung für diesen Börsenhandelstag erfolgen.	
2.2	Für jeden Kalendermonat kann nur eine Meldung abgegeben werden. Eine	

	Korrektur bereits erfolgter Meldungen ist nicht gestattet.	
2.2	Für jeden Kalendermonat kann nur eine Meldung abgegeben werden. Eine Korrektur bereits erfolgter Meldungen ist nicht gestattet.	
2.3	Wird keine Preissicherungsmeldung gemeldet, ist von einer gemeldeten Menge von Null auszugehen.	
2.4	Preissicherungsmeldungen sind spätestens zum Ende des Tages der Wirksamkeit unternehmensintern revisionssicher abzulegen und zu dokumentieren und bis mindestens drei Jahre nach der finalen Abrechnung nach diesem Gesetz aufzubewahren. Dies gilt auch bereits während der Übergangszeit nach Nummer 3.1, in der die Meldungen noch nicht tagesgleich übermittelt werden können, ab Inkrafttreten des Gesetzes.	

3	Übergangsregelung	
3.1	<p>Festpreisvermarktungsgeschäfte, die zwischen dem 1. November 2022 und dem Tag, an dem die tagesgleiche Meldemöglichkeit erstmals zur Verfügung steht, abgeschlossen worden sind, können einmalig bis fünf Tage nach diesem Tag nachgemeldet werden. In der Nachmeldung nach Satz 1 sind für den Zeitraum ab dem Tag des Inkrafttretens des Gesetzes bis zum Tag, an dem die tagesgleiche Meldemöglichkeit im Sinne von § 35 Absatz 4 erstmals zur Verfügung steht, die nach Nummer 2.4 dokumentierten Preissicherungsmeldungen zu verwenden. Die Bundesnetzagentur kann für den Zeitraum bevor die tagesgleiche Meldemöglichkeit besteht weitere technische Anforderungen an Preissicherungsmeldungen definieren, insbesondere den Versand der Meldung oder einer Prüfsumme per E-Mail an die Bundesnetzagentur.</p>	

4	Ermittlung und Meldung der Erlöse bei Festpreisvermarktung	
4.1	Für die im jeweiligen Kalendermonat eingespeiste Strommenge bis zur gemeldeten Menge wird der Erlös in Abweichung von wie folgt ermittelt: Erlös = Referenzmarktpreis x Marktwertfaktor x (100 % - Sicherheitsabschlag) Der Marktwertfaktor beträgt für Windenergieanlagen 70 % und für Solaranlagen 80 %. Der Sicherheitsabschlag beträgt 20 %.	
4.2	Für die übrige im jeweiligen Kalendermonat eingespeiste Strommenge werden die Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien- Gesetzes berechnet. Dafür wird für jede Stunde der Anteil der eingespeisten Strommenge zugrunde gelegt, der dem Anteil der übrigen eingespeisten	

	Strommenge an der gesamten Einspeisung im betreffenden Kalendermonat entspricht.		
4.3	Die Berechnung der Überschusserlöse auf Basis der nach 4.1 und 4.2 ermittelten Erlöse ist § 16 anzuwenden.		
Artikel 2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes			
Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726, 1728) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:			
[...]			
1. Nach § 24a wird folgender § 24b eingefügt:			
[...]			
b) Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 3.			
4. Nach § 118a wird folgender § 118b eingefügt:			

„§ 118b Befristete Sonderregelungen für Energielieferverträge mit Haushaltkunden außerhalb der Grundversorgung bei Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung		Die befristete Einführung einer analogen Regelung der Liefersperre nach § 19 Strom/GasGVV für Lieferungen außerhalb der Grundversorgung ist mit erheblichem Aufwand verbunden. Den Energielieferanten dürfte kaum möglich sein, die neuen Regelungen innerhalb von 14 Tagen bis zum 1.1.2023 in ihre automatisierten Geschäftsprozesse im Massenkundengeschäft zu implementieren. Eine Umsetzungsfrist von mindestens sechs Monaten wäre hierzu erforderlich, wie die Erfahrungen aus der GVVNovelle vom 1.12.2021 mit der erstmaligen Einführung der Abwendungsvereinbarung gezeigt haben. Eine entsprechende Regelung außerhalb der Grundversorgung ist auch nicht erforderlich, da der Lieferant – anders als in der Grundversorgung – keinem Kontrahierungszwang unterliegt und bei erheblichen Zahlungsverzug auch jederzeit von seinem außerordentlichen Kündigungsrecht Gebrauch machen kann, mit der Folge, dass der Kunde in die Ersatzversorgung fällt bzw. sich einen neuen Lieferanten suchen muss.
5. Die Angabe zu § 120 wird wie folgt gefasst:	Streichen	Siehe nächste Zeile
„§ 120 (weggefallen)“.	Streichen	Völlig überraschend ist in den Artikeln 2 (Streichung § 120 EnWG) und 3 (Streichung § 18 StromNEV) des Regierungsentwurfs die Streichung der vermeintlichen Netzent-gelte (vNE) für

	<p>dezentrale Stromerzeugungsanlagen im Bestand vorgesehen. Für diese Anlagen sind die vNE – also die Entgelte für dezentrale Einspeisung – ein wichtiger Erlösbestandteil, der bei der Investitionsentscheidung fest einkalkuliert worden ist. Eine Streichung würde zahlreiche Stromerzeugungsanlagen – z.B. KWK-Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung oder KWK-Anlagen in Kranken-häusern, Schulen etc. – in ihrer Wirtschaftlichkeit deutlich schlechter stellen und deren Weiterbetrieb in Frage stellen. Negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die Strompreise und die Stromnetze können die Folge sein.</p> <p>Der BDEW lehnt die Abschaffung der Entgelte für dezentrale Einspeisung durch Streichung des entsprechenden § 18 StromNEV entschieden ab (siehe auch Kommentierung zu Artikel 3).</p> <p>Dementsprechend bedarf es auch keiner Aufhebung des § 120 EnWG. Die Regelung muss korrespondierend zu § 18 StromNEV weiterhin gelten.</p>	
--	--	--

	Neu: Änderung von § 36 Energiewirtschaftsgesetz		
Neu: § 36 EnWG- Grund- und Ersatzversorgung anpassen	<p>(1) [...] Die Pflicht zur Grundversorgung besteht zudem nicht für die Dauer von drei<ins>sechs</ins> Monaten seit dem Beginn einer Ersatzversorgung nach§ 38 Absatz 1, sofern der Haushaltskunde bereits zuvor an der betroffenen Entnahmestelle beliefert wurde. und die Entnahmestelle dem bisherigen Lieferanten aufgrund einer Kündigung des Netznutzungs- oder Bilanzkreisvertrages nicht mehr zugeordnet werden konnte. Ein konkludenter Vertragsschluss durch Entnahme von Energie ist für die betroffene Entnahmestelle für diesen Zeitraum ausgeschlossen. Ein Vertragsschluss zu Grundversorgungsbedingungen durch Entnahme von Energie ist ausgeschlossen, wenn der vorherige Lieferant die Belieferung eingestellt hat oder der Letztverbraucher den Liefervertrag gekündigt hat, ohne für</p>	<p>Um der aktuellen wirtschaftlichen Ausnahmesituation gerecht zu werden, ist eine Anpassung der Ersatzversorgungsbedingungen nach § 38 EnWG geboten. Mit dieser Änderung der Ersatzversorgungsbedingungen ist zum einen sichergestellt, dass die Belieferung der Bestandskunden in der Grundversorgung zu weitgehend stabilen Preisen gewährleistet ist. Zum anderen wird die Wirtschaftlichkeit der Ersatzversorgung auch bei außergewöhnlichen Marktentwicklungen sichergestellt und damit den betroffenen Kunden Versorgungssicherheit zu angemessenen Preisen garantiert. Die höheren Preisrisiken für die Letztverbraucher in der Ersatzversorgung sind auch ge-rechtfertigt, da der Kunde es selbst in der Hand hat, die Ersatzversorgung jederzeit durch Abschluss eines neuen marktüblichen Liefervertrages zu beenden. Insoweit besteht kein</p>	

	<p>die gleiche Entnahmestellen einen neuen Liefervertrag abzuschließen.</p>	Anspruch auf Ersatzversorgung unterhalb der aktuellen Marktpreise.	
§ 38 EnWG- Grund- und Ersatzversorgung anpassen	(4) Das Rechtsverhältnis nach Absatz 1 endet, wenn die Energielieferung auf der Grundlage eines Energieliefervertrages des Kunden erfolgt, spätestens aber drei sechs Monate nach Beginn der Ersatzenergieversorgung.		
Artikel 3 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung			
Die Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist, wird wie folgt geändert: 1. In der Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert: a) Die Angabe zu § 18 wird wie folgt gefasst: „§ 18 (weggefallen)“.	Änderungsbefehle Nr. 1 a) und 3 sind zu streichen	Der BDEW lehnt die Abschaffung der Entgelte für Dezentrale Einspeisung durch Streichung des entsprechenden § 18 StromNEV ab. Der Grundgedanke der vermiedenen Netzentgelte für steuerbare dezentrale Einspeisung hat weiterhin seine Berechtigung: Steuerbare und flexible dezentrale Einspeiser wie KWK-Anlagen, konventionelle Kraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Speicher tragen heute wie in der Vergangenheit dazu bei, Erzeugung und Speicherung last- und verbrauchsnah	

<p>b) Die Angabe zu Anlage 4a wird wie folgt gefasst:</p> <p>„Anlage 4a (weggefallen)“.</p> <p>2. § 5 Absatz 3 wird aufgehoben.</p> <p>3. § 18 wird wie folgt gefasst:</p> <p>„§ 18 (weggefallen)“.</p>	<p>bedarfsgerecht bereitzustellen. So trägt regelbare dezentrale Erzeugung in laststarken, industriell geprägten Netzgebieten zu einer Entlastung des Übertragungsnetzes bei und kann dementsprechend heute und in der Zukunft die Netzkosten reduzieren. Steuerbare Erzeugungsanlagen können, sofern sie nicht marktorientiert ohnehin einspeisen, bspw. auch über Lastprognosemodelle gezielt eingesetzt werden, so dass Netzbezug aus der nächsten Netzebene aktiv vermieden wird. Langfristig kann somit Netzausbau vermieden werden. Wenn vermiedene Netzentgelte jetzt nicht mehr gezahlt würden, würde im Ergebnis ohne vorherige Ankündigung kurzfristig vielen Peaker- und Batterie-Projekten, die im Vertrauen auf den Stichtag 31.12.2022 auf den Weg gebracht wurden, nachträglich die Wirtschaftlichkeit entzogen. Ohne diese Einheiten würde entsprechend ein größerer Netzausbau erforderlich sein; die Kosten des Netzausbaus würden also zunehmen. Die Streichung des Anspruchs auf vermiedene Netzentgelte für bis 31.12.2022 in Betrieb genommene Anlagen schädigt damit massiv das Vertrauen der Investoren. Daher sollte sie zurückgenommen werden, zumal die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Neuanlagen mit</p>
---	--

		Inbetriebnahme ab 01.01.2023 auch im geltenden § 18 StromNEV bereits vorgesehen ist (für volatile Anlagen ist sie bereits schrittweise abgeschafft worden). Ergänzend hierzu wird auf die vorstehenden Ausführungen zu Art. 2 Nr. 5 hingewiesen.	
Artikel 4 Änderung der Stromgrundversorgungsverordnung			
§ 19 [...]			
(5) Unabhängig vom gesetzlichen Widerrufsrecht des Haushaltkunden darf nicht ausgeschlossen werden, dass innerhalb eines Monats nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung Einwände gegen die der Ratenzahlung zugrunde liegenden Forderungen in Textform erheben kann. In der Abwendungsvereinbarung darf eine Geltendmachung rechtlicher Einwände des Kunden mindesten für den Zeitraum von einem Monat nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung nicht ausgeschlossen werden. Als in der Regel zumutbar ist je nach Höhe der Zahlungsrückstände ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten anzusehen. Überschreiten die Zahlungsrückstände die Summe von 300			

<p>Euro, beträgt dieser Zeitraum mindestens zwölf bis 24 Monate. In die Bemessung der Zeiträume nach den Sätzen 6 und 7 soll die Höhe der jeweiligen Zahlungsrückstände maßgeblich einfließen.</p>		
<p>Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltkunde den Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren.</p>	<p>Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltkunde den Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren</p>	<p>Die Möglichkeit zur Aussetzung des Ratenplan für 3 Monate kommt einem faktischen Zahlungsmoratorium gleich und kann bei den Grundversorgern zu erheblichen Liquiditätsengpässen führen. Daran ändert auch die Befristung der Regelung bis zum 30.04.2024 nichts. Die Regelung ist daher ersatzlos zu streichen. Drohende Liefersperre sind in der Energiekrise über den Härtefallfonds des BMAS zu vermeiden und nicht durch ein faktisches Verbot der Liefersperre zu Lasten der Grundversorger.</p>
<p>Artikel 5 Änderung der Gasgrundversorgungsverordnung</p>		
<p>§ 19</p>		
<p>(5) Unabhängig vom gesetzlichen Widerrufsrecht des Haushaltkunden darf nicht ausgeschlossen werden, dass innerhalb eines</p>		<p>Die Möglichkeit zur Aussetzung des Ratenplan für 3 Monate kommt einem faktischen Zahlungsmoratorium gleich und kann bei den</p>

<p>Monats nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung Einwände gegen die der Ratenzahlung zugrunde liegenden Forderungen in Textform erheben kann. In der Abwendungsvereinbarung darf eine Geltendmachung rechtlicher Einwände des Kunden mindesten für den Zeitraum von einem Monat nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung nicht ausgeschlossen werden. Als in der Regel zumutbar ist je nach Höhe der Zahlungsrückstände ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten anzusehen. Überschreiten die Zahlungsrückstände die Summe von 300 Euro, beträgt dieser Zeitraum mindestens zwölf bis 24 Monate. In die Bemessung der Zeiträume nach den Sätzen 6 und 7 soll die Höhe der jeweiligen Zahlungsrückstände maßgeblich einfließen.</p> <p>Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Zahlungsverpflichtungen aus dem</p>	<p>Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltkunde den</p>	<p>Grundversorgern zu erheblichen Liquiditätsengpässen führen. Daran ändert auch die Befristung der Regelung bis zum 30.04.2024 nichts. Die Regelung ist daher ersatzlos zu streichen. Drohende Liefersperre sind in der Energiekrise über den Härtefallfond des BMAS zu vermeiden und nicht durch ein faktisches Verbot der Liefersperre zu Lasten der Grundversorger.</p>
--	--	---

Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltkunde den Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren.“	Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren		
Artikel 6 [Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes			
Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726, 1737) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:		Der BDEW bedauert die ersatzlose Streichung der noch in den Referentenentwürfen zu dem Gesetz vorgesehenen Duldungspflicht für Anschlussleitungen (§ 11a EEG-RefE), die einen dringend erforderlichen Effekt für die Beschleunigung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus gehabt hätte.	
1. § 19 Absatz 2 wird wie folgt gefasst: (2) „(weggefallen)“.		S. generelle Kritik des ersatzlosen Wegfalls der vermiedenen Netzentgelte für Bestandsanlagen zu Art. 3	
2. Dem § 28a wird folgender Absatz 6 angefügt:			
„ (6) Ab dem Gebotstermin am 1. März 2024 verringert die Bundesnetzagentur bei einer drohenden Unterzeichnung das nach den Absätzen 2 bis 5 errechnete		Die endogene Mengensteuerung ist für den EE-Ausbau kontraproduktiv, da stattdessen für mehr Projekte gesorgt werden müsste, um die Ausschreibung zu füllen. Wenn nicht parallel – wie in den Referentenentwürfen des Gesetzes	

<p>Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins. Eine drohende Unterzeichnung ist insbesondere dann anzunehmen, wenn die Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der beiden vorangegangenen Gebotstermine jeweils weniger als 90 Prozent der ausgeschriebenen Mengen betragen. Im Fall einer drohenden Unterzeichnung soll das neue Ausschreibungsvolumen vorbehaltlich der Sätze 4 und 5 höchstens dem Durchschnitt der Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der zwei vorangegangenen Gebotstermine entsprechen. Wenn die Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des vorangegangenen Gebotstermins über der Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des diesem vorangegangenen Gebotstermins lag, erhöht sich das nach Satz 3 ermittelte Ausschreibungsvolumen um die Differenz dieser beiden Gebotsmengen. Wenn sich die Definition der zulässigen Flächen nach § 37 Absatz 1 zu einem Gebotstermin gegenüber dem vorangegangenen Gebotstermin geändert hat, kann die Bundesnetzagentur insoweit von der Verringerung nach Satz 3 absehen, als durch erstmals nach § 37 Absatz 1 zugelassenen Flächenkategorien das Potenzial für die</p>		<p>vorgesehen – der Höchstwertes für diese Ausschreibungen angepasst wird, kann diese Regelung Unterzeichnungen der Ausschreibungen weiter verstärken.</p>
--	--	--

Errichtung von Solaranlagen des ersten Segments im Bundesgebiet erhöht wird.“		
3. Dem § 28b wird folgender Absatz 6 angefügt:		
(6), „Ab dem Gebotstermin am 1. Februar 2024 verringert die Bundesnetzagentur bei einer drohenden Unterzeichnung das nach den Absätzen 2 bis 5 errechnete Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins. Eine drohende Unterzeichnung ist insbesondere dann anzunehmen, wenn die Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der beiden vorangegangenen Gebotstermine jeweils weniger als 90 Prozent der ausgeschriebenen Mengen betrugen. Im Fall einer drohenden Unterzeichnung soll das neue Ausschreibungsvolumen vorbehaltlich der Sätze 4 und 5 höchstens dem Durchschnitt der Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der zwei vorangegangenen Gebotstermine entsprechen. Wenn die Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des vorangegangenen Gebotstermins über der Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des diesem vorangegangenen Gebotstermins lag, erhöht sich das nach Satz 3 ermittelte		Siehe obige Bemerkung zu Nr. 2

Ausschreibungsvolumen um die Differenz dieser beiden Gebotsmengen.“		
4 In § 28d Absatz 6 Satz 1 werden die Wörter „verringern, wenn zu erwarten ist, dass die ausgeschriebene Menge größer als die eingereichte Gebotsmenge sein wird (drohende Unterzeichnung)“ durch die Wörter „bei einer drohenden Unterzeichnung verringern“ ersetzt.		
5 Dem § 28e wird folgender Absatz 5 angefügt:		
„(5) Die Bundesnetzagentur verringert bei einer drohenden Unterzeichnung das nach den Absätzen 3 und 4 errechnete Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins. Eine drohende Unterzeichnung ist insbesondere dann anzunehmen, wenn die Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der beiden vorangegangenen Gebotstermine jeweils weniger als 90 Prozent der ausgeschriebenen Mengen betrug. Im Fall einer drohenden Unterzeichnung soll das neue Ausschreibungsvolumen vorbehaltlich von Satz 4 höchstens dem Durchschnitt der Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der zwei vorangegangenen Gebotstermine entsprechen. Wenn die Gebotsmenge der		Siehe obige Bemerkung zu Nr. 2 und 3.

zugelassenen Gebote des vorangegangenen Gebotstermins über der Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des diesem vorangegangenen Gebotstermins lag, erhöht sich das nach Satz 3 ermittelte Ausschreibungsvolumen um die Differenz dieser beiden Gebotsmengen.“			
6 § 51 wird wie folgt geändert			
a) In Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:			
„Für Anlagen, 1. deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren nach dem 31. Dezember 2023 ermittelt wurde oder 2. bei denen die Höhe des Anspruchs nach § 19 nicht durch Ausschreibungen ermittelt wurde und die nach dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, ist Satz 1 anzuwenden, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens drei aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für Anlagen,	Streichung der Änderung	Es ist zwar zu begrüßen, dass die Regelung nun die neuen Negative-Preise-Zeiten gestaffelt nach Inbetriebnahmedatum und nach Ausschreibungstermin anordnet. Allerdings sieht Rdn. 123 der KUEBLL gar keinen bestimmten Zeitrahmen für die negativen Preise vor. Dies entspricht der Rechtslage nach Rdn. 125 der UEBLL. Die Europäische Kommission hatte die Negative-Preise-Regelung im EEG 2014 bis EEG 2021 aber unter Rückgriff auf die UEBLL beihilferechtlich genehmigt, also mit einer Bezugnahme auf sechs bzw. vier Stunden. Da sich die Rechtslage von den UEBLL zu den KUEBLL nicht geändert hat, bedeutet dies aber gleichfalls eine Genehmigungsfähigkeit der Vier-Stunden-Bezugnahme in § 51 EEG 2023 in	

<p>3. deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren nach dem 31. Dezember 2025 ermittelt wurde oder</p> <p>4. bei denen die Höhe des Anspruchs nach § 19 nicht durch Ausschreibungen ermittelt wurde und die nach dem 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden,</p> <p>ist Satz 1 anzuwenden, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens zwei aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für Anlagen,</p> <p>5. deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren nach dem 31. Dezember 2026 ermittelt wurde oder</p> <p>6. bei denen die Höhe des Anspruchs nach § 19 nicht durch Ausschreibungen ermittelt wurde und die nach dem 31. Dezember 2026 in Betrieb genommen wurden,</p> <p>verringert sich der anzulegende Wert abweichend von Satz 1 in allen Stunden auf null, für die der Spotmarktpreis negativ ist.“</p>		<p>der Fassung nach Maßgabe des „Sofortmaßnahmengesetzes“.</p> <p>Dementsprechend lehnt der BDEW die Änderungen in § 51 EEG 2023 zum Vergütungsentfall an sich ab und fordert in jedem Falls zumindest das Anhängen der entgangenen Vergütungszeiträume an die Laufzeit der Vergütung von 20 Jahren .</p>
--	--	---

<p>b) In Absatz 2 Nummer 1 wird die Angabe „500“ durch die Angabe „400“ ersetzt.</p>	<p>Streichen.</p>	<p>Der BDEW lehnt diese Änderung dann ab, wenn ihre Anwendung auf Bestandsanlagen nicht durch § 100 Abs. 1 EEG 2023 ausgeschlossen ist: Die neue de minimis-Schwelle würde alle Anlagen betreffen, für die das EEG 2021 gilt. Das entwertet für Biomasseanlagen (Schwelle > 150 kW) teilweise bereits erteilte Ausschreibungszuschläge und ist daher abzulehnen. Daher muss mindestens in Übergangsvorschriften klargestellt werden, dass der neue Schwellwert nur für Neuanlagen gilt.</p>	
<p>c) Nach Absatz 3 wird folgender Absatz 4 angefügt:</p>			
<p>„(4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz überprüft im Jahr 2025 die Angemessenheit der Bestimmungen nach den Absätzen 1 bis 3. Soweit diese Überprüfung zu dem Ergebnis kommt, dass die Anwendung von Absatz 1 Satz 4 die Umsetzung der Ziele in § 1 Absatz 1 und 2 unter Wahrung der Grundsätze nach § 1 Absatz 3 zu beeinträchtigen droht, legt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz einen Gesetzgebungsvorschlag vor, wie im Einklang mit dem europäischen</p>			

Beihilfenrecht eine Weiterentwicklung der Regelungen mit dem Ziel des Auslaufens der Förderung zu Zeiten negativer Preise erfolgen kann.“			
7 § 52 wird wie folgt geändert:	Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte	Siehe generelle Kritik an der Aufhebung von § 18 StromNEV für alle Anlagen vorstehend zu Art. 2 und 3.	
d) Absatz 7 wird aufgehoben.			
e) Der bisherige Absatz 8 wird Absatz 7 und in ihm werden die Wörter „Absätze 2, 3, 6 und 7“ durch die Wörter „Absätze 2, 3 und 6“ ersetzt.			
8. (...)			
Artikel 9 Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes			
Das Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das durch Artikel 20 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:		Der BDEW bittet um Prüfung, ob die Zitierung der Änderungsbefehle in Art. 9 richtig ist: Das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) selber stammt nicht vom 20. Juli 2022, sondern das Sofortmaßnahmengesetz, dessen Artikel 3 das EnFG gewesen ist. Außerdem darf die Änderung nach Art. 9 des Strompreisbremsengesetzes nach	

		seinem Art. 10 nicht bereits am Tag nach der Verkündung des Gesetzes sondern erst am 1. Januar 2023 in Kraft treten, da das EnFG selber erst dann in Kraft tritt. Alternativ hierzu muss Art. 9 des Strompreisbremsengesetzes nicht das EnFG sondern Art. 3 des Sofortmaßnahmengesetzes am Tag nach Verkündung des Strompreisbremsengesetzes ändern.	
1. (...)			
2. (...)			
3. § 13 wird wie folgt geändert: (...) a) Die Absätze 2 und 3 werden aufgehoben. a) Die Absätze 2 und 3 werden aufgehoben. b) Absatz 4 wird Absatz 2 und die Wörter „oder“ Absatz 2“ werden gestrichen.	Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte	Siehe generelle Kommentierung der Streichung der vermiedenen Netzentgelte vorstehend zu Artikel 2 und 3	
4.-8. (...)			
9. § 50 wird wie folgt geändert: a) Nummer 1 Buchstabe b wird wie folgt gefasst: “b) (weggefallen),“.	Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte	Siehe generelle Kommentierung der Streichung der vermiedenen Netzentgelte vorstehend zu Artikel 2 und 3	

<p>b) Nummer 2 Buchstabe a wird wie folgt geändert:</p> <p>aa) Dem Doppelbuchstaben bb wird das Wort „und“ angefügt.</p> <p>bb) Doppelbuchstabe cc wird aufgehoben.</p> <p>cc) Der bisherige Doppelbuchstabe dd wird Doppelbuchstabe cc.</p>		
<p>10. (...)</p> <p>11. § 62 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b wird wie folgt gefasst:</p> <p>b) „(weggefallen),“.</p>	<p>Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte</p>	<p>Siehe generelle Kommentierung der Streichung der vermiedenen Netzentgelte vorstehend zu Artikel 2 und 3</p>
<p>12.-14 a) bis e) (...)</p> <p>f) Nach Nummer 9.3 wird folgende Nummer 9.4 eingefügt:</p> <p>„9.4 Soweit der Jahresmarktwert für ausgeförderte Anlagen im Sinn des § 3 Nummer 3a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Wirkung ab dem 1. Januar 2023 10 Cent pro Kilowattstunde“.</p> <p>„9.4 Soweit der Jahresmarktwert für ausgeförderte Anlagen im Sinn des § 3 Nummer 3a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 10 Cent pro Kilowattstunde übersteigt, müssen die Übertragungsnetzbetreiber die darüber hinausgehenden Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms aus diesen Anlagen</p>	<p>“Soweit der Jahresmarktwert für ausgeförderte Anlagen im Sinn des § 3 Nummer 3a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Wirkung ab dem 1. Januar 2023 10 Cent pro Kilowattstunde“.</p>	<p>Die Regelung muss wie dargestellt ergänzt werden, weil diese Kappung der Förderung erst zum 1.1.2023 wirken soll. Allerdings ist die korrespondierende Regelung im EEG, die die Förderung für Ausgeförderte bei Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber ab dem 1.1.2023 auf 10 Cent/kWh begrenzt, in den Referentenentwürfen noch enthalten gewesen, aber im Regierungsentwurf gestrichen worden. Daher muss entweder diese EEG-Regelung wieder in den Gesetzentwurf hinein genommen werden,</p>

<p>zum Ausgleich des EEG-Finanzierungsbedarfs verwenden; die Nummern 9.1 bis 9.3 sind insoweit nicht anzuwenden.“</p> <p>g) (...)</p> <p>h) (...)</p>		<p>oder die EnFG-Regelung gestrichen werden. Der BDEW lehnt es jedenfalls ab, dass die Anlagenbetreiber nach EEG einen Jahresmarktwert > 10 Cent/kWh erhalten, und die VNB nur einen Erstattungsanspruch gegenüber dem ÜNB auf 10 Cent/kWh haben.</p>	
Artikel 10 Inkrafttreten			
(1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 am Tag nach der Verkündung in Kraft.			
(2) Artikel 2 Nummer 5 sowie die Artikel 3, 6, 7 und 8 am 1. Januar 2023 in Kraft.		<p>In Absatz 2 muss auch noch Art. 9 dieses Gesetzes (EnFG) genannt werden, da das EnFG nach dem Sofortmaßnahmengesetz erst am 1. Januar 2023 in Kraft treten wird. Ergänzend hierzu siehe Anmerkung zur Einleitung von Art. 9.</p>	



**Stellungnahme
des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)**

zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

**Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer
energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

siehe Anlage

Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss Erneuerbaren- Energien-Gesetz u.a.

Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen der SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP: Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen, Kabinettsbeschluss vom 25.11.2022

Dez.

2022



Einleitung

Am 22. November 2022 übermittelte das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) den *Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen der SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP: Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen* – Bearbeitungsstand 22.11.2022, 13:10 (nachfolgend: EEG-RefE) und gab Gelegenheit zur Stellungnahme. Der Bundesverband WindEnergie e.V. nahm fristgerecht Stellung und lobte vor allem die vorgesehenen erforderlichen Änderungen im Erneuerbaren-Energien-Gesetz, macht gleichzeitig Verbesserungsvorschläge. Hierbei handelt es sich um § 11a EEG-RefE Duldungspflicht bei Anschlussleitungen, § 36b EEG-RefE Höchstwert für Windenergieanlagen an Land in den Ausschreibungen und § 85a EEG-RefE Festlegungskompetenz der BNetzA zu den Höchstwerten bei Ausschreibungen.

Leider musste der BWE feststellen, dass im vom Kabinett beschlossenen Entwurf diese wichtigen Änderungen nicht mehr enthalten waren.

Der BWE appelliert daher an die Abgeordneten der Regierungskoalition im Deutschen Bundestag, die sich in ihrem Koalitionsvertrag auf den Ausbau der Windenergie an Land auf mindestens **30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045**¹ geeinigt haben, diese wichtigen Punkte wieder in das zu beschließende EEG mit den nachstehenden Maßgaben aufzunehmen.

¹ KoaV, S. 57

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	2
Artikel 6: Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	3
1 § 36b – Höchstwert Wind an Land und § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA . 3	
1.1 § 36b - Höchstwert Wind an Land - Höchstpreisanpassung erforderlich.....	3
1.1.1 Kostenentwicklung Wind an Land	4
1.1.2 Auskömmlichen Vergütungswert am Markt orientieren	5
1.2 § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA – automatische Indexierung einführen	6
1.2.1 Indexierter Höchstwert bei Ausschreibungsauftrag durch die BNetzA.....	7
1.2.2 Indexierter finaler anzulegender Wert bei Inbetriebnahme	9
1.3 Realisierungsfrist und Pönale aussetzen.....	9
1.4 Zur Absicherung des Zinsniveaus: KfW-Zinsprogramm anpassen.....	10
1.5 Auch bereits bezuschlagte Projekte jetzt zur Realisierung bringen	10
2 § 11a – Duldungspflicht für Anschlussleitungen	11
3 § 51 - Negative Preise.....	13
Artikel 1: Strompreisbremse	14

Artikel 6: Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nachfolgend erläutern wir, warum die Regelungen des § 11a, 36b und 85a zwingend in dem zu beschließenden EEG mit entsprechenden Verbesserungsvorschlägen zum RefE wieder aufzunehmen sind, wenn die im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Ausbauziele nicht in gänzlich unerreichbare Ferne rücken sollen (Reihenfolge nicht chronologisch).

1 § 36b – Höchstwert Wind an Land und § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA

1.1 § 36b - Höchstwert Wind an Land - Höchstpreisanpassung erforderlich

§ 36b bestimmt den Höchstwert, der in Ausschreibungen für Wind an Land erzielt werden kann. Im § 85a wird die Bundesnetzagentur (BNetzA) ermächtigt, den Höchstwert unter bestimmten Voraussetzungen anzupassen, sowohl nach oben als auch nach unten.

Der BWE begrüßt den im RefE vom 22. November geäußerten deutlichen Willen der Bundesregierung, den Höchstpreis vor dem Hintergrund aktueller Marktentwicklungen nach oben anzupassen ausdrücklich und hält die ursprünglich vorgesehene Erweiterung des Spielraums der BNetzA ist angesichts eines volatilen Marktes sinnvoll.

Aktuell sieht der RegE des Kabinettsbeschlusses die Regelungen leider nicht mehr vor. Es ist aber essenziell, dass diese Regelungen wieder in den zu beschließenden Gesetzesentwurf aufgenommen

wird. Der RefE in der Verbändeanhörung vom 22. November sah an der Stelle des Wertes in § 36b noch ein X vor. Die Frage der Höhe der Korrektur nach oben ist hier aber zentral. Wir bitten daher dringend den § 36b wieder aufzunehmen und die nachfolgenden Erläuterungen in die Füllung des X einzubeziehen und hier einen auskömmlichen Wert einzusetzen.

Der BWE setzt sich für die Anhebung des **Höchstwertes auf 7,64 – 8,23 Ct/kWh** ein und schlägt gleichzeitig eine **Indexierung dieses neuen Höchstwertes** anhand des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes vor.

1.1.1 Kostenentwicklung Wind an Land

Die Septemberausschreibung für Wind an Land hat sehr deutlich gezeigt, dass Projekte mit dem derzeitigen Marktrahmen nicht wirtschaftlich in die Ausschreibung gehen können. Zur Teilnahme braucht es daher dringend die angemessene Anpassung des Höchstwerts.

Im Einzelnen führen folgende Punkte maßgeblich dazu, dass genehmigte Projekte aktuell nicht an den Ausschreibungen teilnehmen:

1. Die **Gesamtkostensteigerungen zwischen 30 und 40 Prozent** führen dazu, dass im Zusammenspiel mit weiteren Faktoren die Wirtschaftlichkeit der Projekte nicht mehr gegeben ist. WindEurope hat in seinem Bericht „Financing and investment trends – The European wind industry in 2021“ für Deutschland einen Finanzierungsbedarf von 1,5 Mio. Euro/MW festgestellt.² Kostentreiber sind die Preise der Windenergieanlagen (WEA) selbst mit einer deutlichen Steigerung im vergangenen Jahr, teils verzehnfachte Vermarktungskosten, die heute bei etwa 3Ct/kWh liegen, sowie höhere Kosten für den Wege- und Kabelbau, die Fundamente der WEA und den Transport. Darüber hinaus gab es sehr starke Preissteigerungen bei Umspannwerken. Die Aufzählung ist dabei nicht abschließend und zeigt einen Ausschnitt der betroffenen Felder. Gleichzeitig ist der Höchstwert von 6 Ct/kWh auf 5,88 Ct/kWh gesunken! Der Höchstwert von aktuell 5,88 Ct/kWh ist zu niedrig, um die Mehrkosten bei WEAs und anderen Komponenten und Gewerken kompensieren zu können und die aktuell hohen Marktwerte sind zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht (mehr) zu erwarten. Dazu kommt die Abschöpfung sogenannter Zufallsgewinne, welche die Branche zusätzlich verunsichern.
2. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat bisher von ihrer Kompetenz keinen Gebrauch gemacht, den Höchstwert nach oben zu korrigieren.³ Hinzu kommt, dass die von den Herstellern an die Projektierer*innen weitergereichten **Kostensteigerungen aktuell so unvorhersehbar** und kurzfristig sind, dass Projektierer*innen sogar Sorge haben, dass ein im Moment der Gebotsabgabe noch gerade kostendeckendes Gebot nach 30 Monaten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr kostendeckend ist.
3. Neben Einzelaspekten der Projekte ist seit Jahresbeginn 2022 eine **Zinssteigerung** um 300 Prozent zu verzeichnen, die dazu führt, dass sich die Finanzierungsbedingungen in vielen Projekten erheblich verschlechtert haben (höhere Eigenkapitalquote, geringere Kreditlaufzeiten u.a.) Die gestiegenen Zinsen von 3 Prozentpunkten wirken sich so massiv auf

² Vgl.: WindEurope (2022): Financing and investment trends – The European wind industry in 2021 – [LINK](#)..

³ Vgl. Veröffentlichung der Ausschreibung Dezember 2022

die Gesamtkosten aus.

4. Sowohl bei den Windenergieanlage als auch bei anderen Komponenten, wie aktuell beispielsweise Transformatoren für Umspannwerke (UW), gibt es außerdem massive Lieferschwierigkeiten und **sehr lange Lieferzeiten** (UW derzeit rund 24 Monate). Hersteller können daher momentan nicht zusagen, dass innerhalb von 30 Monaten eine Installation bzw. Netzzuschaltung und Inbetriebnahme erfolgen kann bzw. wälzen das Risiko – kommerziell und zeitlich – auf die Projektierer*innen über. Sollte die Realisierungsfrist jedoch nicht gehalten werden können, drohen der Verlust des Zuschlags und zusätzlich die Zahlung der vollen Pönale. Gleiches gilt für beklagte Projekte.
5. Durch die Erlösabschöpfung wird es zu weiterer Zurückhaltung kommen, da sie eine baldige Realisierung unattraktiv macht. Markterlöse, die eine zukünftige Investition in Erneuerbare Energien ermöglichen würde, werden durch die Abschöpfung gedeckelt.

Davon betroffen sind alle Projekte, die in den letzten Ausschreibungsrunden einen Zuschlag erhalten haben und nun realisiert werden sollen - ebenso wie alle Projekte, die bereits über eine Genehmigung verfügen und bisher nicht in die Ausschreibung gegangen sind. Denn durch Preisgleitklauseln werden die gestiegenen Kosten an die Projektierer*innen weitergegeben.

1.1.2 Auskömmlichen Vergütungswert am Markt orientieren

Der aktuelle Höchstpreis von 5,88 Ct/kWh ist – wie oben ausgeführt – nicht auskömmlich und bietet keine Investitionssicherheit. Der Bundesverband WindEnergie e.V. schlägt aufgrund der massiv gestiegenen Projektkosten seit Beginn des Krieges Russlands in der Ukraine einen anzulegenden Wert ab dem 01.01.2023 zwischen 7,64 und 8,23 Ct/kWh für einen 100 % Standort vor⁴.

Die Spannbreite ergibt sich durch Anwendung des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes (2015 = 100)⁵ (nachfolgend: Preisindex) als neuer Höchstwert ab 01.01.2023 wie folgt:

Der Preisindex belief sich im Monat Januar 2022 vor dem Angriffskrieg auf die Ukraine auf 132,8 Punkte, im Monat September 2022 [aktuell neuster verfügbarer Wert] auf 172,5 Punkte⁶.

Prozentuale Indexsteigerung = $172,5 / 132,8 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = **29,89 Prozent**

⁴ Dieser müsste sofort greifen, jedoch ist dem BWE bewusst, dass dies aufgrund der beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt durch die EU nicht realistisch ist.

⁵ Statistisches Bundesamt (2022): Pressemitteilung „Erzeugerpreise September 2022: +45,8 % gegenüber September 2021“ – [LINK](#).

Hintergrund: dieser Preisindex spiegelt die Preisanstiege am Markt, die wiederum für die Verteuerung der Projekte (neben der gestiegenen Kosten der Finanzierung) sorgen.

⁶ Statistisches Bundesamt (2022): Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte – [LINK](#).

Der Höchstwert belief sich im Monat September 2022 auf 5,88 Ct/kWh. Der Preisindex stieg jedoch um 29,89 Prozent bis zum letzten verfügbaren Wert. Der neue Höchstwert (Anpassungen vgl. nachfolgend) sollte daher mindestens **7,64 Ct/kWh** für einen 100 % Standort betragen.

Der Index liefert dabei nur einen Ausschnitt der Treiber der Gesamtkostensteigerung, die bei 30 – 40 Prozent liegt (s.o.). Es ist daher ggf. erforderlich, den Entwicklungen seit Beginn des turbulenten Jahres 2022 umfänglich Rechnung zu tragen und die Investitionskostensteigerung von 40 Prozent abzubilden.

Auf Basis des Höchstwerts aus September 2022 mit 5,88 Ct/kWh ergibt sich unter Berücksichtigung der Investitionskostensteigerung von 40 Prozent ein Wert von **8,23 Ct/kWh**.

Der neue Höchstwert ab dem 01.01.2023 sollte daher zwischen **7,64 – 8,23 Ct/kWh** liegen.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass dieser vorgeschlagene Höchstwert bzw. der Zuschlagswert immer lediglich die Deckung der Projektkosten zur Erlangung der Finanzierung abbildet. Erlöse darüber hinaus am Markt müssen immer möglich sein.

Der im Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen [Bearbeitungsstand: 22.11.2022 08:26] vorgesehene Höchstwert von 7,05 Ct/kWh reicht nicht aus. Die Gründe dafür wurden oben dargestellt.

Der aktuelle Vorschlag zur Abschöpfung von Erlösen richtet sich dagegen auf den bereits bestehenden Anlagenpark. Die Auswirkungen der Abschöpfung auf aktuell bezuschlagte Projekte, die innerhalb der nächsten maximal 30 Monate fertiggestellt werden oder jetzt erst in die Ausschreibungen gehen sollen, ist begrenzt, da die Regelung zur Abschöpfung vor Inbetriebnahme bereits ausgelaufen sein sollte. Der Höchstwert sichert die Finanzierung neuer Projekte ab.

1.2 § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA – automatische Indexierung einführen

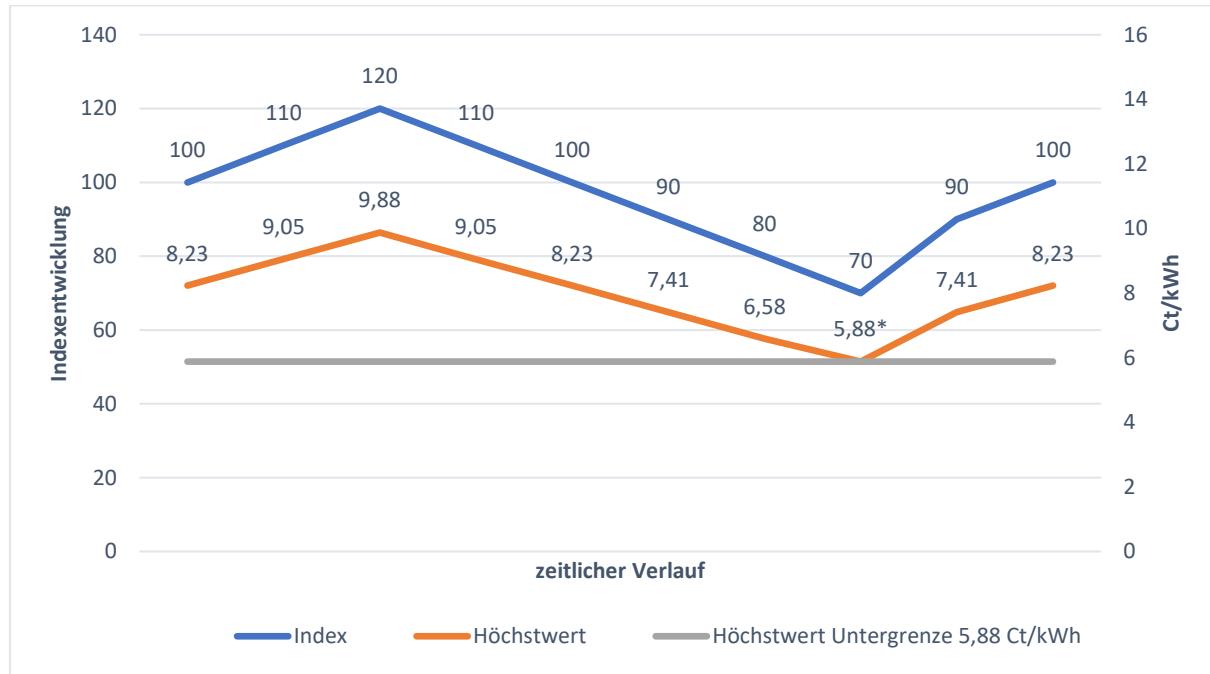
Im Rahmen der EEG-Novelle 2022 wurde der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Möglichkeit gegeben, den Höchstwert für die Ausschreibung für Wind an Land zu erhöhen, wenn sich in den drei Ausschreibungsrunden vor dem Festsetzungsverfahren abzeichnetet, dass der Höchstwert nicht ausreichend ist, oder die Preise für Rohstoffe, die zur Errichtung von WEA eingesetzt werden, um mehr als 15 Prozent gestiegen sind. In beiden Fällen kann die BNetzA die Erhöhung nur einmalig für zwölf Monate durchführen. Die Erhöhung ist auf 10 Prozent gedeckelt.

Nun sollte der BNetzA nach dem RefE vom 22. November die Möglichkeit zur Erhöhung um 20 Prozent eingeräumt werden. Der BWE begrüßt die Erkenntnis, dass die bisherige Erhöhung um maximal 10 Prozent nicht ausreicht. Aus Sicht des BWE greift der Vorschlag jedoch zu kurz.

Zum einen kann § 85a EEG in seiner jetzigen Ausgestaltung praktisch erst mit Verzögerungen greifen, zum anderen ist er nicht flexibel genug für kurzfristige Preissteigerungen. Außerdem bleibt zu befürchten, dass die BNetzA bei Hochsetzung des Höchstwertes durch den Gesetzgeber nicht kurzfristig von dieser Ermächtigung gebraucht macht. Hier liegt ein weiteres Problem der Regelung: Es handelt sich nach wie vor um eine „kann“-Regelung. Schon bisher hat die BNetzA den Willen zur Anpassung des Höchstwertes nach oben nicht erkennen lassen und trotz längerem Bestehen der Preiskrise bisher keine Erhöhung durchgeführt.

Der BWE rät daher dringend zur Umsetzung einer automatischen Korrektur des Höchstwertes anhand des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes (2015 = 100).

Die folgende Abbildung zeigt einen fiktiven Verlauf eines Index und die entsprechende Anpassung des Höchstwerts [zur Veranschaulichung wird mit 8,23 Ct/kWh gerechnet.]



*mit 5,76 Ct/kWh würde die Untergrenze unterschritten, daher Festsetzung auf 5,88 Ct/kWh

Die obere Diagrammlinie zeigt die Bewegungen des Indexverlaufs an, der für den Wert 100 einem Höchstwert von 8,23 Ct/kWh entspricht. Steigt oder sinkt der Index, steigt und sinkt der Höchstwert entsprechend. Nachfolgend werden am fiktiven Verlauf des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes weitere konkrete Beispiele gezeigt. Als Untergrenze sollte der aktuelle Höchstwert von 5,88 Ct/kWh nicht unterschritten werden.

1.2.1 Indexierter Höchstwert bei Ausschreibungsauftrag durch die BNetzA

Daher schlägt der BWE eine automatische Indexierung des Höchstpreises vor. Der Höchstwert sollte automatisch entsprechend der Indexentwicklung bis zur Bekanntgabe Ausschreibung durch die BNetzA gemäß § 29 EEG2021 steigen oder sinken. Hier könnte mit dem oben beschriebenen Preisindex operiert werden, der seit Beginn des Angriffskrieges Russlands nochmal deutlich gestiegen ist.

Die nachfolgenden Beispiele sind dabei denkbar [nachfolgend wird zur Veranschaulichung mit 8,23 Ct/kWh gerechnet.]:

1. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023⁷ zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 140 Punkte.

Prozentuale Indexverringerung = $140 / 172,5 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexverringerung = minus 18,84 Prozent

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser sinkt entsprechend dem Preisindex um 18,84 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 6,68 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (18,84 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 1,55 Ct/kWh = 8,23 Ct/kWh – 1,55 Ct/kWh = 6,68 Cent).

2. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023 zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 180 Punkte.

Prozentuale Indexsteigerung = $180 / 172,5 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = 4,35 Prozent

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser steigt entsprechend dem Preisindex um 4,35 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 8,59 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (4,35 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 0,36 Ct/kWh = 8,23 Ct/kWh + 0,36 Ct/kWh = 8,59 Cent).

3. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023 zum Zeitpunkt Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 120 Punkte.

Prozentuale Indexverringerung = $120 / 172,5 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexverringerung = minus 30,43 Prozent

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser sinkt entsprechend dem Preisindex um 30,43 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 5,73 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (30,43 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 2,50 Ct/kWh = 8,23 Ct/kWh – 2,50 Ct/kWh = 5,73 Cent).

Der anzulegende Wert wäre damit unter den derzeitigen Höchstwert von 5,88 Ct/kWh gesunken. Wie oben dargestellt, bildet der Index die Preissteigerungen nicht gesamtheitlich ab. Schon vor Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine war der Höchstwert von 5,88 Ct/kWh gerade so in einigen Projekten nicht mehr ausreichend. Dieser sollte daher in keinem Fall unterschritten werden dürfen. Die 5,88 Ct/kWh sollten als minimaler Höchstwert fixiert werden. Durch die COVID-19-Pandemie hatte der

⁷ Bekanntgabe durch BNetzA 5-8 Wochen vor der Ausscheidungsrunde

Index im Januar 2022 bereits einen vergleichsweise hohen Stand erreicht (105,3 Januar 2020 → 132,8 Januar 2022), der sich seitdem noch einmal verschärft hat. Vor diesem Hintergrund kann der Indexstand vom Januar 2020 nicht als Basislinie gelten. Ein Unterschreiten des aktuellen Höchstwerts von 5,88 Ct/kWh würde die Umsetzung von Projekten erneut verhindern.

1.2.2 Indexierter finaler anzulegender Wert bei Inbetriebnahme

Der durch die Ausschreibung erzielte Zuschlagswert selbst muss bei den aktuell dynamischen Kostensteigerungen auch zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nach oben angepasst werden können. Denn die Hersteller geben gestiegene Kosten auch nach erteiltem Auftrag bis Inbetriebnahme über die Lieferverträge an die Projektierer*innen weiter. Das könnte im schlimmsten Fall dazu führen, dass zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der anzulegende Wert wieder nicht reicht. Hier schlagen wir die gleiche Kopplung wie unter **1.2.1** vor, wobei der Anknüpfungspunkt für den Ausgangsindexwert der Zeitpunkt der Zuschlagsbekanntgabe im Vergleich zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ist (nachfolgend: finaler anzulegender Wert).

Eine Anpassung nach unten darf allerdings nicht erfolgen, da aufgrund des Zuschlagswertes nach 1.2.1 die Aufträge an die Hersteller erteilt, der Cashflow festgelegt und die Projektfinanzierung mit der finanziierenden Bank vereinbart wurde.

Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat Juni 2023 zum Zeitpunkt der Zuschlagsbekanntgabe auf 140 Punkte und im Monat November 2024 zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf 155 Punkte.

Prozentuale Indexsteigerung = $155 / 140 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = 10,71 Prozent

Der bekanntgegebene Zuschlagswert im Juni 2023 (Ausschreibungsrounde 01. Mai) beläuft sich fiktiv auf den Höchstwert im 1. fiktiven Beispiel von 6,68 Ct/kWh (vgl. oben unter 1.2.1. 1. fiktives Bsp.). Der finale anzulegende Wert steigt entsprechend dem Preisindex um 10,71 Prozent zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, sodass die Projektiererin vom Netzbetreiber am Ende einen anzulegenden Wert von 7,40 Ct/kWh erhält.

1.3 Realisierungsfrist und Pönale aussetzen

Wie unter 1.1.1 dargestellt, führen die Störungen in der Lieferkette weiterhin zu einer Beeinträchtigung bei der Verfügbarkeit von einzelnen Komponenten rund um Windenergie-Projekte. Das führt zu einer großen Unsicherheit mit Blick auf die Realisierungsfristen von maximal 30 Monaten und die Pönale, welche bereits ab 24 Monaten zu zahlen ist. Genehmigte Projekte gehen nicht in die Ausschreibung, weil sie nicht sicher sein können, rechtzeitig fertig zu werden.

Die Erhöhung des Höchstwertes genügt daher in der aktuellen Krisenlage nicht. Er muss flankiert werden von der befristeten Aussetzung der Pönale und der Realisierungsfristen für die Ausschreibungsrunden der nächsten beiden Jahre ein.

Der Zweck der Pönale war es, die Ernsthaftigkeit der Gebote zu sichern, sodass nur solche ernsthaften Gebote einen Zuschlag erhalten können. Nichternsthafte Gebote sollten im Rahmen eines

Wettbewerbes bei überzeichneten Ausschreibungen ernsthaften Geboten keinen Zuschlag streitig machen und dann am Ende nicht realisiert werden. Dies ist vor dem aktuellen Hintergrund der chronisch unterzeichneten Ausschreibungen und der vom Gesetzgeber durch das EEG 2023 geplanten großen Ausschreibungsmengen kein legitimer Zweck mehr. Aktuell hindert die Pönale an der Ausschreibungsteilnahme, insbesondere vor dem Hintergrund der Unsicherheiten durch Lieferkettenprobleme und die starre Projektrealisierungsfrist innerhalb von 30-Monaten.

Eine Rückgabe des Zuschlags sollte daher möglich sein. Dass ein Projekt nach Teilnahme an der Ausschreibung nicht umgesetzt werden kann, bleibt trotz auskömmlicher Finanzierung denkbar, etwa bei erfolgreicher Klage gegen die Genehmigung. Der BWE schlägt daher vor, die Gültigkeit des Zuschlags an die Gültigkeit der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung zu binden. Sofern diese verfällt (in der Regel sind die Windenergieanlagen nach der Genehmigung innerhalb von 2 Jahren zu errichten, bevor die Genehmigung verfällt), sollte eine Mitteilung an die BNetzA ausreichend sein, dass keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung mehr vorliegt und der Zuschlag zurückgegeben wird. Das befreit die Fläche und ermöglicht gegebenenfalls eine neue Projektierung. Davon unbenommen bleibt die Möglichkeit der Antragsstellenden, die Genehmigung zu verlängern und den Zuschlag zu behalten.

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

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

1.4 Zur Absicherung des Zinsniveaus: KfW-Zinsprogramm anpassen

Gleichzeitig zu den oben beschriebenen Preissteigerungen erleben wir, dass die - sicher richtige - Reaktion der Notenbanken zur Bekämpfung der Inflation, seit Jahresbeginn einen Zinsschub ausgelöst hat, der in vielen Projekten zu einer Neukalkulation führt.

Auftrag der KfW ist es, die Bundesregierung bei der Erreichung der Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung zu unterstützen. Dafür hat sie in den vergangenen Jahren zinsgünstige KfW-Förderkredite bereitgestellt. Um das Tempo der Energiewende zu dynamisieren und die Teilhabe aller Akteursgruppen zu sichern, sollte die KfW den Zinssatz im KfW-Programm Erneuerbare Energien "Standard" für die kommenden fünf Jahre auf dem Niveau vom 01.01.2022 festschreiben.

Kann dies nicht erreicht werden, sind die Auswirkungen auf die Gesamtinvestitionskosten bei steigendem Zins zu überprüfen.

1.5 Auch bereits bezuschlagte Projekte jetzt zur Realisierung bringen

Auch bereits bezuschlagte Projekte stehen momentan vor dem Problem, dass aufgrund der Lieferzeiten die Realisierungsfristen zu reißen drohen und die Kostensteigerungen Probleme bei der Wirtschaftlichkeit verursachen (vgl. oben unter 1.1).

Die Forderung nach einer Lösung für diese Projekte ist jetzt dringender denn je.

Die Projektierer*innen sollten hier die Wahl zwischen einer der beiden Optionen haben:

- entweder sie lassen den Zuschlag entwerten, ohne auf den Ablauf der Realisierungsfrist warten und Pönale zahlen zu müssen und nehmen stattdessen die neue Regelung in Anspruch, oder
- sie werden von der Realisierungsfrist und Pönale befreit.

2 § 11a – Duldungspflicht für Anschlussleitungen

Viele unserer Mitglieder berichten von laufenden Klageverfahren sowohl gegen Gemeinde als auch gegen private Grundstückseigentümer*innen zur Frage der Nutzung von Grundstücken für die Anschlussleitungen.

Der BWE begrüßt daher ausdrücklich, den ursprünglichen Vorstoß des Gesetzgebers, die Verlegung von Anschlussleitungen zu ermöglichen und der Blockade und Verteuerung der Projekte durch einzelne Grundstückseigentümer*innen entgegenzuwirken.

Eine solche Duldungspflicht existiert für die Verlegung von Elektrizitätsleitungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur örtlichen Versorgung nach § 12 NAV sowie für Telekommunikationsleitungen nach TKG bereits und stellt keine Enteignung, sondern eine Inhaltsbestimmung des Eigentums dar. Verfassungsrechtliche Bedenken bestehen an dieser Stelle nicht.⁸

§ 11a EEG-RefE sollte daher unbedingt in das zu beschließende EEG mit folgenden Anpassungen aufgenommen werden (neuer Text in **fett** / Alternativvorschläge sind gekennzeichnet):

§ 11a Duldungspflicht für Anschlussleitungen

Absatz 1:

- (1) *Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstückes haben auf dem Grundstück die Errichtung, **Verlegung**, Instandhaltung, **Instandsetzung**, **Erneuerung** und den Betrieb [mindestens: das Anbringen und Verlegen von Leitungen] von **elektrischen Leitungen sowie Steuer- und Kommunikationsleitungen (Leitungen)** und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 zu dulden. Der Betreiber **dieser Leitungen sowie vom Betreiber beauftragte Dritte sind ist** berechtigt, das Grundstück zu diesem Zweck zu betreten und zu befahren. Der Betreiber darf in der Regel nur die Grundstücke nutzen, die erforderlich sind, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu errichten. Die **Duldungspflicht** besteht nicht, wenn dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird. Bei Leitungen zum Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 2 gilt die Pflicht nur gegenüber Gemeinden. Die Leitungen und sonstigen Einrichtungen werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks im Sinne des § 95 94 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches, **sondern sind Scheinbestandteil im Sinne des § 95 Absatz 1 des***

⁸ So auch: Gutachten im Auftrag des bne von der Kanzlei bbh:

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/entwurf-eines-gesetzes-zur-einfuhrung-einer-strompreisbremse-und-zur-anderung-weiterer-energierechtlicher-bestimmungen.pdf?blob=publicationFile&v=6> (zuletzt aufgerufen

28.11.2022, 22:21 Uhr)

Bürgerlichen Gesetzbuchs.

- (2) Hat der Grundstückseigentümer die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswertes der **von der Leitungsverlegung in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche, welche von einer Bebauung freizuhalten sind. Der Betreiber hat dem Eigentümer einen Bestandsplan zur Verfügung stellen, aus dem sich der Verlauf und die Schutzstreifen der verlegten Leitungen ergeben. Die Schutzstreifenfläche darf maximal [X m] auf jeder Seite der Leitungsachse in Anspruch nehmen.** Schadensersatzansprüche des Grundstückseigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt.
- (3) Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind verpflichtet, alle Maßnahmen zu unterlassen, die den Bestand oder den Betrieb der Leitungen **und sonstigen Einrichtungen** gefährden oder beeinträchtigen. Der Grundstückseigentümer kann, **ohne dass die Duldungspflicht nach Absatz 1 Satz 4 entfällt, die Umverlegung Verlegung** der Leitung verlangen, wenn die **Lage der Leitungen** an der bisherigen Stelle für ihn **oder den nach Beginn der Grundstücksnutzung nach Absatz 1 hinzutretenden Nutzungsberechtigten** nicht mehr zumutbar ist **und er dies nachweist.** [alternative Neuformulierung des Satzes: Wird die Nutzung der Grundstücke durch die Lage der Leitungen zu einem späteren Zeitpunkt unzumutbar beeinträchtigt, so können der Eigentümer oder der Nutzungsberechtigte die Umverlegung der Leitungen verlangen.] **Der Betreiber und der Grundstückseigentümer tragen träßt die Kosten der UmverlegungVerlegung-häftig.**
- (4) Wird der Betrieb der Leitungen **dauerhaft** eingestellt, so **hat haben** der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte die auf dem Grundstück befindlichen Einrichtungen noch drei Jahre unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass **ihm ihnen** dies nicht zugemutet werden kann. Der Betreiber hat dem Grundstückseigentümer die dauerhafte Betriebseinstellung unverzüglich anzuzeigen. **Dauerhaft eingestellt ist der Betrieb insbesondere, wenn der Betrieb der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien dauerhaft eingestellt und diese auch nicht immer Sinne einer Repowerings ersetzt wurde. Der Betreiber hat die Leitungen und sonstigen Einrichtungen nach der dauerhaften Einstellung des Betriebs auf seine Kosten zu beseitigen.**
- (5) *Für die Durchsetzung des Anspruches des Betreibers findet § 83 Absatz 2 entsprechende Anwendung.*

Für die Begründung der Anpassungen verweisen wir auf unsere [Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung](#), Punkt 2.

3 § 51 - Negative Preise

Seit der ursprünglichen Einführung der 6h-Regelung mit dem EEG 2014 (§ 24) und der aktuell gültigen 4-h-Regelung erhalten Anlagenbetreibende keinerlei Marktpremie für Zeiträume bei negativen Preisen am Spotmarkt, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens vier (EEG 2014: sechs) aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.

Der BWE hat nicht nur in seiner letzten, sondern auch in den vorherigen Stellungnahmen⁹ dazu deutlich gemacht, dass hierdurch die Wirtschaftlichkeit vieler Windenergieprojekte stark gefährdet ist. Auch das bisherige Marktgeschehen seit der Einführung beweist, dass zum einen durch diese Regelung negative Preise nicht verhindert werden und zum andern, dass seit Bestehen der Reglung die Zeiten negativer Preise noch weiter zugenommen haben. Durch den geplanten massiven Zubau der Erneuerbaren wird sich das Problem weiter verschärfen, insb. in den Mittagsstunden mit hoher PV Einspeisung. Auch im Herbst 2022 hat es trotz grundsätzlich hoher Strompreise Momente mit negativen Spotmarktpreisen gegeben. Diese Volatilität des Marktgeschehens wird weiter zunehmen.

Bereits in der zitierten letzten [Stellungnahme des BWE zum sog. Osterpaket](#) hat der BWE konzediert, dass die grundsätzliche Förderung bei negativen Preisen durch europäische Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen („KUEBLL“) schwer vereinbar ist. Daher hatte der BWE gefordert, dass strukturell das zukünftige Marktdesign und der entsprechende Förderrahmen dieser Herausforderung für die Betreibenden Rechnung tragen muss, bevor die Regelung zur Verringerung des Zahlungsanspruches aus dem EEG bei negativen Strompreisen weiter verschärft wird.

Im Rahmen der BEE-Studie¹⁰ zum zukünftigen klimaneutralen Strommarktsystem wurden zahlreiche Vorschläge zur Flexibilisierung und zur Senkung von Systemkosten unterbreitet. Insbesondere könnte kurzfristig durch eine Reform von Abgaben und Umlagen ein Rahmen für die anderweitige Nutzung von Grünstrom geschaffen und somit der Markt entlastet werden. Der BWE bedauert, dass im vorliegenden Entwurf die Chance verpasst wurde, Grünstrom wirtschaftlich sinnvoll aus diesen temporär ungeforderten Anlagen in den betreffenden, zukünftig noch häufiger auftretenden Zeiträumen abgaben- und umlagefrei sowie standortnah zwischenzuspeichern oder in andere Energieträger umwandeln zu können. So kann das Potential der installierten Erzeugungsleistung Erneuerbarer Energien weiterhin nicht vollständig genutzt werden.

Mit dem im EEG-RefE angedachten zukünftigen sukzessiven generellen Wegfall der Förderung bei negativen Strompreisen nach § 51 Absatz 1 am Spotmarkt ohne gleichzeitig die sinnvollen oben genannten Anpassungen vorgenommen zu haben, bleiben leider weiterhin systemnotwendige Flexibilitäten von Erneuerbaren Energieanlagen ungenutzt. An dieser Einschätzung ändert sich auch nichts durch die Anpassungen im RegE Kabinettsbeschluss, wonach es für die Absenkung der negativen Stunden, nun nicht mehr auf die Inbetriebnahme sondern den Zuschlagszeitpunkt ankommt.

Bis grundsätzliche Fragen hinsichtlich der Schaffung notwendiger Flexibilitäten geklärt sind, fordert der BWE, dass Neuanlagen von der gleichen Regelung wie im EEG 2023 profitieren können – einer 4-h-Regelung – damit die Betriebswirtschaftlichkeit nicht noch stärker gefährdet wird. Zusätzlich sollte eine

⁹ BWE (2022): Stellungnahme zum RefE des BMWK zum sog. Osterpaket – [LINK](#).

¹⁰ BEE (2021): Strommarktdesignstudie – [LINK](#).

weitere Aufteilung der Regelung in verschiedene Inbetriebnahmejahre auch aus bürokratischen Gründen vermieden werden. **Die Anpassungen des § 51 im RegE sind daher zu streichen und die Ergebnisse der Plattform Strommarktdesign abzuwarten.**

Artikel 1: Strompreisbremse

Die aktuelle Hochpreissituation am Strommarkt ist in erster Linie eine Krise der fossilen Energieträger. Im Zusammenhang mit dem völkerrechtswidrigen russischen Angriff auf die Ukraine sind die Kosten für Gas aber auch andere fossile Energieträger signifikant angestiegen und belasten Wirtschaft und Gesellschaft. Dies beeinträchtigt das Vertrauen in eine moderate und vorhersehbare Preisentwicklung und führt zu wirtschaftlichen Verwerfungen. Noch ist der Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland nicht weit genug fortgeschritten, um die Auswirkungen dieser Importabhängigkeit abzufedern.

Trotz Krisensituation sollten jedoch keine kurzfristig motivierten Maßnahmen ergriffen werden, die die öffentlichen Haushalte zwar bei der Finanzierung der Strompreisbremse unterstützen, aber durch substanzielle Eingriffe das Vertrauen in den Strommarkt und die Sicherheit von Investitionen gefährden. Dies ist für den gesamtgesellschaftlich getragenen und erwünschten schnellen Ausbau der Windenergie kontraproduktiv. Die geplante Abschöpfung von Zufallserlösen direkt am Strommarkt in der im Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer Energierechtlicher Bestimmungen ausgeführten Form ist daher nicht zielführend.

Die Erneuerbaren Energien sehen sich jedoch in der Verantwortung, in der aktuellen Situation zur Abfederung negativer Auswirkungen der Hochpreissituation auf Wirtschaft und Privathaushalte beizutragen. BWE und BEE sprechen sich daher grundsätzlich für eine steuerliche Abschöpfung eines Teils der Gewinne aus, die aufgrund der unvorhersehbaren Marktentwicklung realisiert wurden. Eine Abschöpfung über realisierte Gewinne lässt der Branche Raum für Investitionen in Erneuerbare Energien und schafft die Grundlage für einen schnelleren Ausbau in den kommenden Jahren. Zudem blieben hierdurch PPAs und Terminmarktgeschäfte unberührt und der Umfang der Markverwerfungen könnte reduziert werden.

Für die detaillierte BWE-Position zur Umsetzung der Abschöpfung von Zufallserlösen auf dem Strommarkt, über den im Gesetzentwurf zur Strompreisbremse beschriebenen Ansatz, verweisen wir auf die gemeinsame Position der Erneuerbaren Verbände, die in der Stellungnahme des BEE zu finden ist.



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/betexion

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

Philine Derouiche

Leiterin Justiziariat

p.derouiche@wind-energie.de

Mirko Moser-Abt

Head of European Affairs

Teamleiter Politik

m.moser-abt@wind-energie.de

Ron Schumann

Referent Politik

r.schuhmann@wind-energie.de

Datum

01. Dezember 2022



Stellungnahme

Bundesvereinigung der Kommunalen Spitzenverbände

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände



Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände · Hausvogteiplatz 1, 10117 Berlin

05.12.2022

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie
z.Hd. den Vorsitzenden Herrn Klaus Ernst
Platz der Republik 1
11011 Berlin

per E-Mail: klima-energie@bundestag.de

Bearbeitet von
Dr. Christine Wilcken (DST)
Telefon: +49 30 37711-6100
E-Mail: christine.wilcken@staedtetag.de

Dr. Kay Ruge (DLT)
Telefon: +49 30 590097-300
E-Mail: kay.ruge@landkreistag.de

Timm Fuchs (DStGB)
Telefon: +49 30 77307-241
E-Mail: timm.fuchs@dstgb.de

Aktenzeichen DSTGB: 902-00, DLT: II/28
DST: 75.06.00 D

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen (Drucksache 20/4685)

Sehr geehrter Herr Ernst,

wir unterstützen die schnelle Umsetzung der Strompreisbremse im Interesse einer Entlastung der öffentlichen wie privaten Verbraucher. In der derzeitigen Lage brauchen die Bürgerinnen und Bürger, aber auch Gewerbetreibende, Industrie, Handwerk und nicht zuletzt die Städte, Landkreise und Gemeinden dringend ein klares, schnelles und nachhaltiges Signal für Entlastungen bei den Energiepreisen.

Trotz der gebotenen Beschleunigung der Maßnahmen ist es im Interesse funktionierender kommunaler Strukturen in Krisenzeiten und zur Sicherung der Daseinsvorsorge von überragender Bedeutung, dass alle kommunalen Verbrauchsstellen in die Energiepreisbremsen einbezogen werden. Zugleich ist es im Interesse des Vertrauensschutzes in kommunale Investitionen zum Gelingen der Energiewende wichtig, dass die Regelung zu den vermiedenen Netznutzungsentgelten beibehalten wird.

Entlastung kommunaler Haushalte sicherstellen

Wir gehen auch mit dem vorliegenden Gesetzentwurf davon aus, dass die kommunalen Gebietskörperschaften als juristische Personen und damit Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 des Energiewirtschaftsgesetzes von den Regelungen mitumfasst werden. Dahingehend haben uns zwischenzeitlich auch einzelne Signale aus dem BMWK erreicht (so das als **Anlage** beigelegte Schreiben von Staatssekretär Patrick Graichen). Dennoch fehlt es an eindeutigen und rechtlich belastbaren Klarstellungen, was weiterhin zu Unsicherheiten in den Kommunen führt. Dies betrifft Fragen der Einbeziehung als SLP-Kunden, aber auch als RLM-Kunden). Insofern bitten wir um entsprechende Klarstellungen im Gesetzesentwurf.

Wir möchten darauf hinweisen, dass die Wirkung der Strompreisbremse nicht zu umfassenden Entlastungen führen wird, und befürchten, dass die erheblichen Kostensteigerungen zu Einschränkungen in den kommunalen Angeboten, insbesondere bei freiwilligen Leistungen, führen werden. Zudem sehen wir neben Kommunen die Vereine vor erheblichen Herausforderungen. Kommunen, ihre sozialen Einrichtungen sowie Angebote, die für das Vereinsleben vor Ort und damit für den gesellschaftlichen Zusammenhalt von besonderer Bedeutung sind, müssen über den Härtefonds bzw. alternative Regelungen abgesichert werden.

Als ebenfalls nicht ausreichend erachten wir die Entlastung kommunaler RLM-Kunden wie z. B. Schwimmbäder oder Eishallen für den Vereinssport. Denn die Begrenzung von 13 Cent/kWh auf 70 Prozent des historischen Verbrauchs stellt für viele betroffene Kommunen eine besondere Herausforderung dar. Gemessen an ihrer Wirtschafts- und Finanzkraft sind die Kosten für diese Städte, Landkreise und Gemeinden immer noch äußerst hoch. Zumal auf den Nettoentlastungsbetrag von 13 Cent pro Kilowattstunde noch Netzentgelte, Abgaben, Umlagen bzw. Steuern hinzurechnen sind. Auch insofern gilt es – ebenfalls im Interesse gleichwertiger Lebensverhältnisse – entsprechende Grenzfälle über einen Härtefallfonds bzw. alternative Regelungen abzusichern.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Benachteiligung von kommunalen Energieversorgungsunternehmen aufgehoben wurde. Bisher schloss der Gesetzesentwurf aus dem BMWK alle Unternehmen von den Preisbremsen aus, wenn ihr Tätigkeitsschwerpunkt in der Energieerzeugung, -umwandlung oder -verteilung liegt. Diese Regelung war willkürlich und hätte die umfangreiche kommunale Daseinsvorsorge gefährdet. Denn viele Stadtwerke, Kreiswerke und Verbandsgemeindewerke kümmern sich vor Ort nicht nur um die Energieversorgung, sondern auch um die Wasserversorgung, den Öffentlichen Nahverkehr oder den Betrieb von Schwimmbädern. Insofern unterstützen und begrüßen wir die nun getroffene Regelung, ausschließlich Entnahmestellen, die der Erzeugung oder Umwandlung von Energie dienen, von der Entlastung durch die Preisbremsen auszunehmen.

Umsetzbarkeit durch die kommunalen Unternehmen gewährleisten

Wichtig ist zudem, dass die vorliegenden Maßnahmen einfach, schnell und unbürokratisch von den Energieversorgern, einschließlich der kommunalen Energieversorger, umgesetzt werden können. Insofern muss vermieden werden, dass eine weitere Differenzierung der SLP- und RLM-Kunden nach privater und gewerblicher Nutzung erfolgt.

Viele kommunale Unternehmen sind in den letzten Monaten aufgrund der Preissteigerungen infolge der Energiekrise, der geplanten Gasumlage sowie der Energiepreisbremse an wirtschaftliche, finanzielle und personelle Grenzen geraten. Daher ist es erforderlich, die Energiepreisbremsen so auszustalten, dass sie nicht mit weiteren Belastungen für die Unternehmen einhergehen. Dies erwarten letztlich auch die Kundinnen und Kunden der Versorger.

Eine Vorfinanzierung der Entlastungen durch die kommunalen Unternehmen muss unbedingt verhindert werden. Insofern begrüßen wir das Onlineportal für alle Erstattungen, wie es bereits für die Soforthilfe Gas und Wärme eingerichtet worden ist. Jedoch sollte regelmäßig evaluiert werden, ob Lücken bestehen, um Schieflagen der Energieversorgungsunternehmen zu vermeiden. Bei vielen Werken ist seit Februar 2022 erhebliches Kapital durch die Verwerfungen am Beschaffungsmarkt gebunden.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass der Gesetzentwurf für die Preisbremse auf Gas und Wärme – wie auch der Entwurf zur Strompreisbremse – erst ab dem 1. März greifen soll, aber rückwirkend Rabatte für Januar und Februar vorsieht. Dieser Weg bedeutet Mehraufwand bei den Versorgern, löst aber die Thematik, dass ein Zahlungstermin im Januar schlicht nicht umsetzbar ist.

Eine Herausforderung bleibt das Inkrafttreten der Gaspreisbremse für große Unternehmen und Industriebetriebe. Die Versorger werden diese Kraftanstrengung einer Umsetzung angehen. Klar muss

aber sein, dass die EU-beihilfenrechtliche Prüfung dieser Zuschüsse so schnell wie möglich abgeschlossen ist.

Erlösabschöpfung ausgewogen ausgestalten

Die Entwicklung der Energiepreise führt in einzelnen Erzeugungsbereichen zu Zufallsgewinnen. Wir halten das Zusammenspiel von Erlösabschöpfung bei bestimmten Erzeugungstechnologien und Übergewinnbesteuerung bei Unternehmen in den Sektoren Erdöl, Erdgas, Kohle und Raffinerie für richtig. Es muss aber sichergestellt sein, dass durch die Ausgestaltung Investitionen in erneuerbare Energien und der notwendige Ausbaupfad der erneuerbaren Energien mit Blick auf die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens nicht gefährdet werden. Für Stromerzeuger mit hohen Brennstoffkosten wie Alt-holz, Abfall, Klärschlamm, Klärgas und Grubengas muss genau betrachtet werden, ob ihre Einbeziehung in die Erlösabschöpfung mit Blick auf die Kostenstrukturen im Verhältnis steht und nicht eine Überabschöpfung droht. Zumindest müssen die Referenzwerte und Sicherheitszuschläge deutlich erhöht werden.

Vor allem die thermischen Abfallverwertungsanlagen sind in der aktuellen Situation von zwei elementaren Kosteneffekten betroffen. Einerseits sind die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe, Entsorgung sowie Instandhaltung deutlich gestiegen und führt zu einer erheblichen Erhöhung der spezifischen Kosten. Dadurch wird der Betrieb der Abfallverwertungsanlagen verteuert und führt zu steigenden Energieerzeugungskosten. Die hohen „Nebenkosten“ und die zusätzlich wirkende fehlende Verfügbarkeit der Hilfs- und Betriebsstoffe in ausreichendem Maße erhöhen das Risiko, die Anlagen zeitweise nicht auskömmlich zu betreiben und deshalb vertragliche garantierte Energielieferungen nicht erfüllen zu können. Anderseits wirkt die Energiekrise auf die Konjunktur und damit auf das Abfallaufkommen im Siedlungs- und Gewerbeabfall aus. Auch aufgrund des fehlenden Abfalls hat sich die Stromrückkaufsmenge erhöht und die steigenden Strompreise für die Rückkäufe haben die Gesamtkosten für Rückkäufe ebenfalls negativ beeinflusst. Probleme zeigen sich auch bei der Solar-technologie. Kapitalbeschaffungs-, Material- und Personalkosten sind derart angestiegen, dass die aktuellen Beträge nicht mehr kostendeckend sind. Daher muss die Erlösabschöpfung hier anders betrachtet werden.

Vermiedene Netznutzungsentgelte beibehalten

Der im Gesetzentwurf geplante ersatzlose Entfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte (§ 120 EnWG und § 18 StromNEV) muss verhindert werden. Die Streichung dieser Entgelte für dezentrale Einspeisung gefährdet die Kalkulationsbasis und damit die Wirtschaftlichkeit zahlreicher kommunaler Erzeugungsanlagen. Betroffen wären KWK-Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung – wie moderne H2-ready-Kraftwerke –, aber auch Anlagen in Krankenhäusern oder Schulen.

Die Unternehmen, die mit den Erlösen kalkuliert hatten, sehen sich nun mit einem Vertrauensbruch konfrontiert. Der geplante Eingriff sendet angesichts des dringend nötigen Zubaus an H2-ready KWK-Anlagen und des Ausbaus der Wärmenetze falsche Signale an kommunale Investoren und muss korrigiert werden.

Zudem begrüßen wir die Deckelung der Übertragungsnetzentgelte für das Jahr 2023 im Interesse einer schnellen und wirksamen Entlastung von Kommunen, Bürgern und Wirtschaft.

Besondere Gebiete berücksichtigen

Schließlich ist im Hinblick auf die Regelungen im Erdgas-Wärme-Preisbremsen-Gesetz und im Strompreisbremsengesetz darauf hinzuweisen, dass Klarstellungen für die von der Hochwasserkatastrophe im Jahr 2021 betroffenen Gebiete wünschenswert wären. In diesen Gebieten gibt es bei vielen Gebäuden und Wohnungen gerade keinen tauglichen Wert für den Energieverbrauch sowohl im laufenden Jahr als auch im Vorjahr 2021, da es regelmäßig noch bis

weit in das Jahr 2022 hinein in vielen Gebäuden Ausfälle und Unterbrechungen gegeben hat. Im Hinblick auf das Strompreisbremsengesetz ist zu berücksichtigen, dass ausgelöst durch die Hochwasser bedingten Renovierungen, aber auch unabhängig davon, viele Hauseigentümer ihre bisherigen Ölheizungen und Gasheizungen gegen Wärmepumpen austauschen. Dadurch steigt der Strombedarf im Vergleich zur früheren Stromabnahme erheblich an. Für ein Einfamilienhaus dürfte die Abnahmemenge um ca. 4.000 - 5.000 kWh pro Jahr steigen. Hier muss es entsprechende Lösungen, ggf. auch unter Zugrundelegung von Vergleichs- und Durchschnittswerten, geben.

Wir wären Ihnen dankbar, wenn Sie unsere Hinweise im parlamentarischen Verfahren aufgreifen würden, und stehen Ihnen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
In Vertretung

Chr. Wilken

Dr. Christine Wilken
Beigeordnete des
Deutschen Städte- und Gemeindebundes

Ruge

Dr. Kay Ruge
Beigeordneter des
Deutschen Landkreistages

T. Fuchs

Timm Fuchs
Beigeordneter des
Deutschen Städte- und Gemeindebundes



Helmut Dedy
Hauptgeschäftsführer
Deutscher Städtetag
Hausvogteiplatz 1
10117 Berlin

- per E-Mail -

Dr. Patrick Graichen

Beamter Staatssekretär

HAUSANSCHRIFT Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin
POSTANSCHRIFT 11019 Berlin

TEL +49 30 18615 6970
E-MAIL BUERO-ST-GR@bmwk.bund.de

DATUM Berlin, den 21. November 2022

Gaspreisbremse und Rettungsschirm für die kommunalen Stadtwerke

Sehr geehrter Herr Dedy,

vielen Dank für Ihr Schreiben vom 4. Oktober 2022 zur Situation der Städte, ihrer Einrichtungen und insbesondere der Stadtwerke.

Die Bundesregierung hat am 2. November 2022 das Soforthilfegesetz für Erdgas und Wärme auf den Weg gebracht. Damit werden Kunden bis zu einem Energieverbrauch von 1,5 Mio. kWh pro Jahr, hierunter fällt auch ein großer Teil der kommunalen Einrichtungen, von der Pflicht zur Zahlung des Dezemberabschlags für Gas bzw. Wärme befreit.

In einem zweiten Schritt werden aktuell Preisbremsen für Wärme, Gas und Strom erarbeitet. Eine entsprechende Gesetzesinitiative soll noch im laufenden Jahr beschlossen werden. Damit werden alle Verbraucherinnen und Verbraucher im kommenden Jahr und bis Ende April 2024 von hohen Energiepreisen entlastet, auch kommunale Einrichtungen.

Bei der jetzt mit hohem Tempo umzusetzenden Ausarbeitung der Gesetzesinitiativen wird es vor allem auf einfache und rasch umsetzbare Regelungen ankommen, damit die Entlastungswirkung möglichst schnell und genau ankommt. Je Zielgruppen-spezifischer die Instrumente ausgestaltet werden, umso komplexer wird die Umsetzung und umso geringer ist die Wahrscheinlichkeit einer raschen und genaueren Abwicklung.

Die Befürchtungen der kommunalen Energieversorger angesichts der wirtschaftlichen Folgen des Krieges in der Ukraine kann ich gut nachvollziehen und sie sind mir bekannt. Durch den Ausfall von russischen Erdgaslieferungen kann es für Energieversorger besonders im außerbörslichen Bereich schwieriger werden, Erdgas zu beschaffen. Ich kann Ihnen versichern, dass die Bundesregierung mit ganzer Kraft daran arbeitet, die negativen Auswirkungen der aktuellen Situation auf den Energiemärkten so gut wie möglich einzudämmen, die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten und mit gezielten Stabilisierungsmaßnahmen Kaskadeneffekte innerhalb der Gaslieferkette zu verhindern. Damit können Gasimporteure ihren Lieferverpflichtungen u.a. auch gegenüber kommunalen Energieversorgern zu den vereinbarten Konditionen nachkommen.

Darüber hinaus hat die Bundesregierung umfangreiche Maßnahmen zur Unterstützung von privaten Haushalten und Unternehmen am Ende der Gaslieferkette ergriffen. Mit dem dritten Entlastungspaket steigt das Gesamtvolumen der Maßnahmen zur Abfederung der finanziellen Mehrbelastung durch gestiegene Energiekosten bei den Endverbrauchern auf 95 Mrd. Euro. Durch eine finanzielle Entlastung der Letztabbraucher werden auch die betriebswirtschaftlichen Risiken aufgrund von Forderungsausfällen bei den EVU minimiert. Außerdem hat sich die Bundesregierung im Rahmen des dritten Entlastungspakets auf Erleichterungen bei der Insolvenz-antragspflicht verständigt.

Bund und Länder haben sich auf der Sonder-Besprechung des Bundeskanzlers mit den Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder zum Entlastungspaket am 2. November 2022 zur Lage der Stadtwerke ausgetauscht und sind gemäß dem

Seite 3 von 3 gemeinsam gefassten Beschluss bereit, mit den eingerichteten Systemen von KfW, anderen Förderbanken oder vergleichbaren Einrichtungen mit geeigneten Instrumenten Hilfe zu leisten. Wir sind dabei hierzu den Austausch mit den Ländern fortzuführen. Mögliche Maßnahmen müssen handhabbar sein, was in einem föderalen System nur durch gemeinsames Handeln von Bund und Ländern entsprechend ihrer jeweiligen Aufgaben erfolgen kann.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Patrick Fraile".



Stellungnahme

Dr. Olaf Däuper
Rechtsanwalt

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Stellungnahme vor dem Ausschuss für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages zum

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen (SPBG-E) – BT-Drs. 20/4685

Stand: 29.11.2022

mit Bezügen zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme und zur Änderung weiterer Vorschriften (EWPBG-E) – BT-Drs. 20/4683

Stand: 29.11.2022

Dr. Olaf Däuper

Rechtsanwalt

Partner

Tel +49(0)30 611 28 40-15

olaf.daeuper@bbh-online.de

Becker Büttner Held

Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater | PartGmbB

Magazinstraße 15-16 · 10179 Berlin

www.die-bbh-gruppe.de



A. Grundsätzliches zu den Preisbremsen und Rolle der Energieversorgungsunternehmen

Vor dem Hintergrund der Entwicklung der Energiemarkte seit dem Beginn des russischen Angriffskriegs am 24.02.2022 enthält der vorliegenden Gesetzesentwurf insgesamt Regelungen, die zu einer effektiven, effizienten und zügigen Umsetzung von notwendigen Entlastungen für Letztverbraucher beitragen. Dabei enthält der Entwurf des SPBG - wie auch der des EWPBG - weitreichende Eingriffe in die liberalisierten Energiemarkte mit erheblichem Potential für unbeabsichtigte, ggf. sogar kontraproduktive Folgewirkungen. Auch ist der Ausstieg aus dieser „Sonderregulierung für die Energiemarkte“ für die Übergangszeit bis Ende April 2024, zu dem sich das neue Normal eingestellt haben sollte, von Anfang an mitzubedenken.

An dieser Stelle sei folgende „Befürchtung“ gleich zu Beginn erwähnt: Ab dem 01.01.2023 wird der Preiswettbewerb in den Energiemarkten durch die Preisdeckel für bestimmte Mengenkontingente in weiten Teilen nivelliert, mit entsprechenden Folgewirkungen auch auf die Marktstufe der Energiebeschaffung. Sofern sich im neuen Normal die Beschaffungspreise wieder auf einem niedrigeren Niveau einpendeln und sich auch der Preiswettbewerb wieder frei entfalten darf, muss der Gesetzgeber dafür Sorge tragen, dass nicht diejenigen EVU, die in den schwierigen Zwischenzeiten verlässlich unter schwierigen Bedingungen alle Kunden beliefern, dann von Discountern und Billiganbietern, die sich aktuell komplett aus der Verantwortung gezogen haben, „überrollt“ werden.

Zurück zum vorliegenden Entwurf des SPBG: Die Stellungnahme soll daher so gut wie in der Kürze der Zeit möglich aufzeigen, welche Regelungen in dem Gesetzesentwurf mit besonderen rechtlichen Risiken behaftet sind und bei welchen sich zudem juristisch-ökonomischen Bedenken mit Blick auf einen funktionierenden Strommarkt und insbesondere auf die Rolle der Energieversorgungsunternehmen (EVU) stellen.

Der Umsetzungsaufwand ist für die EVU bereits jetzt sehr hoch. Der vorgesehene Zeitplan erscheint „gerade noch“ umsetzbar. Weitere Ausdifferenzierungen der Entlastungsregelungen, Prüfaufträge an die EVU im Verhältnis zu ihren Kunden, Antragsverfahren oder Missbrauchskontrollen, die von den EVU administriert werden sollen, sollten daher intensiv und im Dialog mit der

Branche auf ihre praktische Machbarkeit geprüft werden, bevor sie beschlossen werden. Es könnte ansonsten zu Verzögerungen der und/ oder Verwirrungen bei den Entlastungen kommen, die deren Akzeptanz insgesamt gefährden.

Das gilt insbesondere für die zu erwartenden beihilferechtlichen Ausdifferenzierungen. Sollte die Beachtung der beihilfenrechtlichen Grenzen des § 9 SPBG-E weiterhin den EVU auferlegt werden, sollte eine Vereinfachung geprüft werden, insbesondere hinsichtlich der Bestandteile der Preise und der Anspruchsberechtigten.

Im jetzigen Gesetzgebungsverfahren (und ggf. auch in der Zukunft) sollte daher verstärkte Beachtung finden, dass die EVU in die Rolle eines durch die Exekutive und Legislative instrumentalisierten Mittlers „gedrängt“ werden, um sozial- bzw. industriepolitisch gebotene Maßnahmen – keine unmittelbaren gesellschaftsrechtlichen Ziele und Zwecke der beteiligten EVU – umsetzen zu können. Eine zentrale Ursache für die Wahl dieses Wegs ist meines Erachtens, dass es nach wie vor an einem funktionierenden „Auszahlungskanal“ zwischen Staat und jeder*m einzelnen Bürger*in/ Unternehmen fehlt. Dies nicht zu verdrängen, sondern zügig zu implementieren wäre auch im Hinblick auf die Umsetzung zukünftiger Vorhaben wie die Auszahlung eines Klimagelds von hoher Wichtigkeit.

B. Die Preisbremse im Strommarkt

Im Hinblick auf die Preisbremsen besteht insgesamt noch Bedarf, den genauen Anwendungsbereich und Inhalte einiger Regelungen zu konkretisieren. Hinsichtlich einiger weniger Regelungen bestehen rechtliche Bedenken.

I. Eigenverbrauch von EVU, insbesondere kommunaler EVU (§ 4 Abs. 5 Nr. 1 SPBG-E)

In wirtschaftlicher Hinsicht noch bedenklich und bezüglich ihres genauen Anwendungsbereichs jedenfalls rechtlich fragwürdig ist die Regelung des § 4 Abs. 5 Nr. 1 in Zusammenhang mit § 2 Nr. 12 SPBG-E.

Die Ausklammerung von EVU, die den Schwerpunkt ihrer Geschäftstätigkeit in der Erzeugung, Umwandlung oder der Verteilung von Energie haben, kann zu einer Benachteiligung von EVU, die in derselben Gesellschaft auch in anderen

Geschäftsfeldern tätig sind, führen. Das sind häufig kommunale Unternehmen im Mehrspartenverbund, die auch weitere Aufgaben der Daseinsvorsorge übernehmen, etwa den ÖPNV, das kommunale Schwimmbad oder die Wasserversorgung.

Neben potentiell negativen Auswirkungen auch im Hinblick auf kommunale Haushalte, stellt sich die Frage der Vereinbarkeit mit dem Gleichheitsgrundsatz des Art. 3 GG.

Sinnvoll ist es daher zu regeln, dass auch der Eigenverbrauch solcher EVU in den Anwendungsbereich der Preisbremsen fällt. Alternativ käme in Betracht, nicht an das Unternehmen, sondern an die konkrete Entnahmestelle, die der Erzeugung, der Umwandlung oder der Verteilung von Energie dient, anzuknüpfen.

II. Abgrenzung der Anspruchsberechtigten anhand branchenüblicher Grenzwerte und Konkretisierung der Preisbestandteile (§ 5 Abs. 2 SPBG-E)

Die unterschiedliche Behandlung kleinerer Kunden, insbesondere Haushaltskunden, und größerer Kunden, oftmals Unternehmen, ist grundsätzlich nachvollziehbar und auch energiewirtschaftlich gerechtfertigt.

Im Hinblick auf eine effektive, effiziente und zügige Umsetzung der Preisbremsen sollte allerdings auf die branchenüblichen, in den Abrechnungssystemen der EVU bereits hinterlegte Abgrenzung bis/ über 100.000 kWh Jahresverbrauch (SLP-/RLM-Kunden) zurückgegriffen werden. Entnahmestellen bis 100.000 kWh Jahresverbrauch werden in der Regel mittels all-inclusive Verträge beliefert, bei denen es einen großen operativen Aufwand bedeutete, die Netzentgelte, Messstellenentgelte und staatlich veranlassten Preisbestandteile herauszurechnen. Würde hiernach die Entlastung für Kunden mit mehr als 30.000 kWh Jahresverbrauch zu gering ausfallen, so sollte der Preisdeckel für SLP-Kunden insgesamt nach unten korrigiert werden.

III. Unzulässige Grundpreise (§ 12 Abs. 1 S. 4 ff. SPBG-E)

Das Verbot der Anpassung des Grundpreises erscheint im Detail teilweise unklar und zu eng.

Etwa Verträge mit RLM-Kunden oder auch Sonderlieferverträge beinhalten häufig Änderungen auch über die nach § 12 Abs. 1 S. 5 SPBG-E zulässigen

Preisbestandteile hinaus. Können EVU diese Bestandteile nicht weitergeben, werden sie finanziell belastet. Eine Aufnahme solcher Bestandteile als erlaubte Änderungen des Grundpreises erscheint daher sinnvoll und auch möglich, ohne dass die vom Gesetzgeber befürchtete Verlagerung von den Grundpreisen in die Arbeitspreise einträte.

Fraglich ist zudem, ob die Anknüpfung an den Stichtag 30.09.2022 bezüglich der umgesetzten Preisänderungen erforderlich ist. Aufgrund der volatilen Energiemarkte waren auch im Oktober und November Anpassungen der Kalkulation der EVU notwendig. Ein „Einfrieren“ des Grundpreises auf dem Stand des 30.09.2022 würde solche EVU benachteiligen, die etwa zum 31.10.2022 ihren Grundpreis angepasst haben. Es begründet das Risiko nicht zu rechtfer- tigender wirtschaftlicher Belastungen bestimmter EVU und einer Diskriminie- rung gegenüber solchen EVU, die Preisanpassungen nicht vorgenommen, aber vor dem 25.11.2022 immerhin angekündigt haben. Etwaigen Miss- brauchsgefahren in diesem Zusammenhang wirkt das Missbrauchsverbot des § 39 SPBG-E bereits entgegen. Ein Abstellen auf ein späteres Datum – etwa einen Gleichlauf mit den zum 25.11.2022 angekündigten Arbeitspreisände- rungen – erscheint daher sinnvoll und rechtlicher weniger angreifbar.

IV. Ausschluss bestimmter energieintensiver Industrien (§ 9 SPBG-E)

1. Anknüpfung an Rückgang des EBITDA

Problematisch erscheint – insbesondere aus der Perspektive bestimmter energieintensiver Branchen – dass bei energieintensiven Unternehmen die Gewährung des gedeckelten Strom- (und Gas-)preises von einem bestimmten EBITDA-Verlust nach dem 31.01.2022 gegenüber dem Kalenderjahr 2021 ab- hängig ist (vgl. § 9 Abs. 4 SPBG-E).

Diesen EBITDA-Rückgang um mindestens 40 % werden mutmaßlich einige Unternehmen aus der energieintensiven Grundstoffindustrie nicht erreichen, da sie – in wirtschaftlicher Hinsicht vollständig rational – die Verluste, die sie in 2022 erlitten haben, durch einen Abverkauf der auf Termin beschafften Strom- und Gasmengen gedämpft haben, jedoch umgekehrt auch ihre Pro- duktion eingeschränkt haben/ einschränken mussten. Hier ist der gebremste EBITDA-Rückgang offensichtlich noch keine Trendwende, sondern aus der konkreten Geschäftstätigkeit heraus begründbar und führt unter Umständen

in der Folgezeit zu noch dramatischeren EBITDA-Einbrüchen, ggf. sogar zu industriellen Fadenrissen.

Es könnte daher die unbeabsichtigte Folge eintreten, dass die geplante Entlastung für die energieintensiven Industrien aus diesem Grund – ähnlich wie zuvor bereits das Energiekostendämpfungsprogramm – weitgehend leerläuft, obwohl sie aus industrielpolitischen Erwägungen heraus dringend geboten wäre. Hier wäre eine Option, die eine Einzelfallbetrachtung, weshalb das EBITDA nicht um mehr als 40% im fraglichen Zeitraum zurückging, und eine Korrektur von Einmaleffekten ermöglichte, wünschenswert.

2. Beihilfenrecht, Industriestrompreis

Da die Anknüpfung an den EBITDA-Rückgang allerdings auf beihilferechtliche Vorgaben aus dem durch die Europäische Kommission krisenbedingt geschaffenen „Temporary Crisis Framework“ (dort Rn. 67 lit. b) und c)) zurückgeht, dürfte eine Änderung zu einem Verstoß gegen europäisches Beihilfenrecht führen, so dass diesbezüglich nur eine Änderung der europäischen Vorgaben eine Lösung sein könnte. Diese wäre anzustreben im zuvor bereits genannten Sinne, also durch Einräumung einer mitgliedsstaatlichen Option, die eine Einzelfallbetrachtung, weshalb das EBITDA nicht um mehr als 40% im fraglichen Zeitraum zurückging, und eine Korrektur von Einmaleffekten ermöglichte.

Eine weitere, indes langfristig angelegte Lösung wäre ein - zumindest temporär - europaweit einheitlicher Industriestrompreis, wie er auch von einer überwiegenden Mehrzahl der energieintensiven Branchen nachvollziehbarer Weise gefordert und letztlich in anderen europäischen Ländern, beispielsweise Frankreich, schon länger umgesetzt wird.

V. Kartellbehördliches Missbrauchsverbot (§ 39 SPBG-E)

Die Aufnahme eines expliziten Missbrauchsverbots – auch ohne Marktbeherrschung durch das EVU! - ist eine strikte Maßnahme, aber mit Blick auf die finanzielle Belastung des Bundeshaushalts und den Verbraucherschutz durchaus nachvollziehbar. Im Detail sind allerdings noch Nachbesserungen sinnvoll.

Insbesondere muss sichergestellt sein, dass Preisanpassungen nach den üblichen Marktregeln weiterhin möglich bleiben und EVU, die bereits mit solchen für die Zukunft kalkuliert hatten, nicht diskriminiert oder finanziell dafür „bestraft“ werden, dass sie ihre Tarife möglichst lange stabil gehalten haben.

Problematisch erscheint daher der komplette Ausschluss der Weitergabe solcher Kosten, die aufgrund gestiegener Beschaffungskosten für nach dem 25.11.2022 neu beschaffte Energiemengen entstanden sind. Auch wenn die Intention, den Bundeshaushalt und die Letztverbraucher vor finanziellen Belastungen aufgrund reiner Gewinnmaximierung zu schützen, begrüßenswert ist, widerspricht diese Ausnahme vielen im Markt durchaus üblichen Energiebeschaffungskonzepten, zB einer rollierenden Beschaffung in Tranchen bei gleichzeitiger Vermarktung auf Termin. § 39 Abs. 1 SPBG-E würde – auch und gerade vor dem Hintergrund der höchstrichterlichen Rechtsprechung zu § 315 BGB, die insoweit eine parallele Interessenlage adressierte - indirekt bereits ein im Markt etabliertes System enthalten, wonach eine ungerechtfertigte Gewinnmaximierung als unbillig bzw. missbräuchlich anzusehen wäre, auch ohne dass die Weitergabe von erhöhten Beschaffungskosten komplett ausgeschlossen werden muss.

Allerdings kann und wird es auch über unmittelbar marktbasierter Preis- und Kostenentwicklungen hinaus weitere sachlich gerechtfertigte Preisanpassungen geben (z.B. mit Blick auf Lohnentwicklung, IT-Kosten, Forderungsausfälle etc.). Diese müssen auch bei Geltung der Preisbremsen weitergegeben werden können. Zwar erscheint eine weite Auslegung des Wortlauts von Nr. 1 in diesem Sinne als nicht ausgeschlossen. Eine Klarstellung, dass auch solche betriebswirtschaftlich zwingenden Kostensteigerungen (wie auch im Rahmen der Rechtsprechung des BGH zu § 315 BGB anerkannt) weitergegeben werden dürfen, erscheint indes sinnvoll.

VI. Informationspflichten der EVU, Auswirkungen auf Grundversorgung (§ 31 Abs. 4 SPBG-E)

Potentiell weitreichende Unklarheiten bestehen meines Erachtens hinsichtlich der Regelung der Informationspflichten in § 31 Abs. 4 SPBG-E.

Einerseits ist bereits fraglich, aus welchem Grund diese im Rahmen der Strompreisbremse an dieser Stelle geregelt ist, indes im Rahmen der Erdgas- und Wärmepreisbremse im – näherliegenden – Zusammenhang mit der Begrenzung der Grundpreise (§ 4 EWPBG-E).

Andererseits – und mit Blick auf die potentiellen Folgen deutlich relevanter – stellt sich die Frage, ob tatsächlich beabsichtigt ist, dass während der Gültig-

keit der Preisbremsen alle Informationspflichten, die ansonsten für Preisänderungen gelten (z.B. öffentliche Bekanntgabe, Information über Anlass, Voraussetzungen und Umfang der Preisänderung) aufgehoben sein sollen. Fraglich ist hier etwa auch, ob nur die Informationspflichten gemeint sind, oder auch Fristen oder die Informationspflicht über das Sonderkündigungsrecht des Kunden ausgesetzt sein sollen.

Das wirft die Folgefrage auf, ob demnach dann auch kein Sonderkündigungsrecht des Kunden bestünde. Die öffentliche Bekanntgabe in der Grundversorgung ist zudem ein Wirksamkeitserfordernis der Preisanpassungen. Fraglich ist daher, ob beabsichtigt ist, dies während der Geltung der Preisbremsen auszusetzen.

Im Ergebnis wirken die Regelungen der Informationspflichten in ihrer jetzigen Formulierung im Hinblick auf die Systematik des EnWG und der Strom- (und Gas-)GVV systemfremd. Auch mit Blick auf die durch die Veränderung der Informationspflichten bezweckte Erleichterung für EVU, sollten sie daher eindeutig formuliert werden.

C. Erlösabschöpfung

Unabhängig davon, wie das Instrument der Erlösabschöpfung politisch bewertet wird, stellen sich bei den aktuell avisierten Regelungen – selbst nachdem die rückwirkende Erlösabschöpfung auf den Zeitraum ab dem 01.12.2022 beschränkt wurde – wichtige rechtliche und wirtschaftliche Fragen.

Rechtlich ist einerseits fraglich, ob die Regelungen hinsichtlich der fiktiven Erlöse auf Grundlage der Spotmarkt-Abrechnung (als Benchmark), die bei der Vermarktung von Strom aus bestehenden EE-Anlagen über Power Purchase Agreements (PPA) und Termingeschäfte, angesetzt werden (§ 16 Abs. 1 SPBG-E), europarechtskonform sind. Andererseits sind sie mit Blick auf die Ungleichbehandlung von PPA, die einerseits vor und andererseits nach dem 01.11.2022 abgeschlossen wurden (§ 18 Abs. 1 Nr. 1 SPBG), verfassungsrechtlichen Zweifel ausgesetzt.

I. Europarechtskonformität

Europarechtliche Zweifel bestehen insbesondere, da Art. 5 Nr. 5 der Verordnung (EU) 2022/1854 („EU-NotfallVO“) unter Markterlösen die „realisierten

Erträge, die ein Erzeuger für den Verkauf und die Lieferung von Strom erhält“, versteht.

Zudem dürfte die Anknüpfung an fiktive Erlöse bei einem PPA gegen Artikel 8 Abs. 2 lit. b) und d) EU-NotfallVO verstößen. Diese Artikel sowie der Erwagungsgrund 30 der EU-NotfallVO bestimmen, dass die mitgliedstaatlichen Maßnahmen zur Erlösabschöpfung Investitionssignale nicht gefährden und das Funktionieren der Stromgroßhandelsmärkte nicht verzerren dürfen.

Beides ist bei der Anwendung von fiktiven Erlösen bei einem nach dem 01.11.2022 abgeschlossenen PPA allerdings sehr wahrscheinlich. Abgeschöpft würde nicht der realisierte Erlös, sondern ein fiktiver Erlös, der bei einem preislich niedriger kontrahierten PPA und schwankenden Spotmarktpreisen (deutlich) über dem tatsächlich realisierten Erlös liegen könnte. Das wird wegen der Risiken für die Liquidität und einer letztlich drohenden Zahlungsfähigkeit der Anlagenbetreiber dazu führen, dass diese PPAs nicht mehr abschließen, sondern ihren Strom lediglich über den Spotmarkt vermarkten. Das gefährdet die durch PPAs geförderte Investitionssicherheit und -anreize bei EE-Anlagen und zugleich die Liquidität auf den Terminmärkten, verknappt das Angebot an langfristigen Stromlieferverträgen zu kalkulierbaren Preisen und würde letztlich sogar dazu führen, dass es für Endverbraucher und insbesondere für die Industrie noch schwieriger würde, überhaupt einigermaßen „bezahlbare“ Stromlieferverträge abzuschließen.

Unvereinbar mit der EU-NotfallVO, hier Art. 8 Abs. 2 lit. a) EU-NotfallVO, dürfte auch die sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung von „neuen“ und „alten“ PPAs sein (hierzu im Folgenden).

II. Verfassungsrechtliche Zweifel

Verfassungsrechtliche Zweifel bestehen zunächst an der dargestellten Anknüpfung an fiktive Mehrerlöse aufgrund der möglichen erdrosselnden Wirkung der Abschöpfung (Art. 14 Abs. 1 Grundgesetz (GG) sowie Art. 12 Abs. 1 GG).

Zweifel bestehen auch an der in § 18 Abs. 1 SPBG-E vorgesehenen Ungleichbehandlung von PPAs, die vor („alter PPA“) und nach („neuer PPA“) dem 01.11.2022 abgeschlossen wurden. Diese Differenzierung dürfte unvereinbar sein mit dem Gleichheitsgrundsatz aus Art. 3 Abs. 1 GG.

Die Ungleichbehandlung wird dadurch bewirkt, dass bei einem „neuen“ PPA nach § 18 Abs. 1 SPBG-E der fiktive Mehrerlös auf Grundlage des Spotmarktes (im Sinne eines Benchmarks, siehe oben) angesetzt wird, während die Abschöpfung bei einem „alten“ PPA auf Grundlage des tatsächlichen Erlöses aus dem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag vorgenommen werden soll.

1. Anknüpfung an fiktive Mehrerlöse nicht erforderlich

Sehr fraglich erscheint zunächst, ob das in der Gesetzesbegründung angeführte angebliche Missbrauchspotenzial bei neuen (angeblich übererteuerten) PPAs für Strom aus Bestandsanlagen die erhebliche Schlechterstellung im Vergleich zu alten PPAs sachlich rechtfertigen kann. Es erscheint schlicht nicht erforderlich, fiktive Mehrerlöse heranzuziehen, um einem möglichen Missbrauch entgegenzuwirken.

Denn es gäbe Regelungsmöglichkeiten, die sachlich besser geeignet wären, um der Umsetzung der bezeichneten Abschöpfung von zufälligen Mehrerlösen auch in Bezug auf neue PPAs zu genügen:

Die Regelung in § 18 SPBG-E könnte so abgeändert werden, dass auch Erlöse aus neuen PPAs nach ihrem individuellen Vertragspreis abgeschöpft werden, wenn mittels eines Testats eines Wirtschaftsprüfers nachgewiesen werden kann, dass die Letztverbraucherpreise für diesen Strom nicht auf Börsenpreisniveau angestiegen sind. Damit kann ebenfalls das vom SPBG-E verfolgte Ziel einer Verringerung der Marktpreise für Strom mit deutlich weniger eingriffsintensiven Maßnahmen erreicht werden.

In diesem Zusammenhang ist auch die Schlechterstellung von anlagenbezogenen Vermarktungsverträgen im Konzern gegenüber denen mit Dritten gemäß § 18 Abs. 3 SPBG-E zu erwähnen. Auch hier könnte es eine einfache Lösung darin liegen, § 18 Abs. 3 SPBG in der jetzigen Entwurfssfassung komplett zu streichen und durch eine Regelung zu ersetzen, wonach der Betreiber der Stromerzeugungsanlage nachzuweisen in die Lage versetzt wird, dass die vermarkteten Strommengen zur Belieferung von Letztverbrauchern eingesetzt wurden. Der Nachweis kann mittels eines Testats eines Wirtschaftsprüfers erbracht werden.

2. Anknüpfung an den Stichtag des 01.11.2022 unverhältnismäßig

Weiterhin bestehen Zweifel an der Stichtagsregelung bereits zum 01.11.2022. Es ist zweifelhaft, ob es geeignet und erforderlich ist, zeitlich danach zu unterscheiden, ob ein PPA bis zum oder ab dem 01.11.2022 geschlossen wurden.

Es sprechen gute Gründe dafür, dass es den Marktteilnehmern ohnehin nicht möglich war, so kurzfristig etwaige PPA-Entwürfe umzuarbeiten, um diese – entsprechend dem Ansinnen des Gesetzentwurfs – in ihrer Preisstruktur an die Entwicklung des Spotmarkts bzw. des energieträgerspezifischen Marktwerts für Solar- oder Windstrom anzupassen. Es besteht damit die Gefahr, dass Stromerzeuger, die einen PPA nach dem 01.11.2022 mit festen Preisen abgeschlossen haben, aufgrund der geplanten fiktiven Erlösregelung in existenzielle wirtschaftliche Schwierigkeiten gelangen.

Geeigneter wäre es daher, einen späteren Stichtag zu wählen, etwa einen Stichtag ungefähr drei Wochen nach dem Tag, an dem der Referentenentwurf veröffentlicht wurde, mithin den 13.12.2022. Das Abstellen auf den Tag der Veröffentlichung des Gesetzentwurfs ist in der Rechtsprechung als Anknüpfung für eine Stichtagsregelung anerkannt (vgl. etwa BFH, Vorlagebeschluss vom 06. Juni 2013, I R 38/11, Rn. 50 unter Bezugnahme auf das BVerfG). Erst seit dem 22.11.2022 ist konkret erkennbar, welche Regelungen beabsichtigt sind. Alle zuvor zugänglichen Papiere stellen erste, in Teilen jeweils abweichende Überlegungen vor, bei denen nicht erkennbar war, welche Ansätze in einem Gesetzgebungsverfahren aufgegriffen bzw. umgesetzt werden. Es handelte sich zudem um Papiere, die nicht an die breite Öffentlichkeit gerichtet waren: Nicht jeder Marktteilnehmer konnte bzw. musste davon realistischerweise Kenntnis nehmen.

Über diese verfassungsrechtlichen Zweifel vermag auch der Sicherheitszuschlag von 3 ct/kWh bei der Anknüpfung an fiktive Spotmarktpreise nicht hinweg zu helfen. Einerseits ist fraglich, ob der Sicherheitszuschlag ausreicht, um die erhebliche Wirkung abzufedern. Andererseits dürfte in der unterschiedlichen Höhe des Sicherheitszuschlags selbst – 3 ct/kWh zu 1 ct/kWh bei tatsächlichen Erlösen – eine nicht zu rechtfertigende Diskriminierung liegen. Denn solche Anlagenbetreiber, die bereits vor dem 01.11.2022 ihren Strom direkt vermarktetet, profitieren von dem höheren Sicherheitszuschlag, während solche, die vor dem 01.11.2022 einen PPA abgeschlossen hatten, auf den niedrigeren Sicherheitszuschlag verwiesen sind.

D. Vermiedene Netznutzungsentgelte (NNE)

Auf Unverständnis stößt sowohl aus Versorger- als auch aus Großabnehmerperspektive die geplante Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte ab dem 01.01.2023, welche einigermaßen überraschend im vorliegenden Gesetzesentwurf mitgeregelt werden soll (vgl. Art. 2 Nr. 5 SPBG-E (Wegfall des § 120 EnWG) und Art. 3 Nr. 3 SPBG-E (Wegfall des § 18 StromNEV)).

Die Abschaffung ist wirtschaftlich für zahlreiche Unternehmen höchst problematisch. Vermiedene Netznutzungsentgelte bilden die Grundlage für die Wirtschaftlichkeit vieler bestehender oder in Bau befindlicher Erzeugungsanlagen. Sie leisten daher auch einen wichtigen Beitrag für das Gelingen einer dezentralen Energiewende.

Die unmittelbare und vollständige Abschaffung vermiedener Netznutzungsentgelte war bislang nicht Gegenstand der öffentlichen Diskussion, sie beruht nicht auf benannten oder sonst bekannten neuen wissenschaftlichen und/oder techno-ökonomischen Erkenntnissen und findet sich daher in keinem der zahlreichen von der Bundesregierung und dem BMWK veröffentlichten Hinweisen, Eckpunkten oder in sonstigen Veröffentlichungen.

Die erheblichen wirtschaftlichen Auswirkungen in Höhe von ungefähr 1 Mrd. Euro pro Jahr für die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Summe, die plötzlich noch als neue Belastung für ausnahmslos jeden Anlagenbetreiber neben die Abschöpfung der Überschusserlöse treten, sind in der Entwurfsbegründung benannt. Da gleichzeitig kein besonderer zeitlicher Druck ersichtlich ist (noch 2017 wurde eine gestufte Abschaffung bis zum Jahr 2030 diskutiert und als unangemessene Benachteiligung der Anlagenbetreiber verworfen), ist die extrem kurzfristige Aufnahme in ein zeitlich extrem gestrafftes Gesetzgebungsverfahren für einen überraschenden neuen Regelungskomplex kaum nachvollziehbar.

Das gilt umso mehr, als mit den bestehenden – und nach dem Entwurf wegfallenden – Regelungen des § 120 EnWG und § 18 StromNEV bereits ein schrittweiser Abbau der Entgelte für dezentraler Einspeisung vorgesehen ist. Ab dem Jahr 2023 geht es bei den vermiedenen NNE lediglich noch um den Bestandsschutz bereits in Betrieb genommener, steuerbarer dezentraler Erzeugungsanlagen.

Fraglich ist zudem, ob die Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte tatsächlich zu einer Verringerung der Strompreise führt. Wahrscheinlicher ist, dass die betroffenen Anlagen aufgrund der finanziellen Belastung ihren Betrieb reduzieren und die Netzstrukturen, die vorher durch die dezentralen Anlagen stabilisiert wurden, kostentreibend angepasst werden müssen. Das würde aber voraussichtlich nicht zu niedrigeren, sondern zu höheren Stromkosten führen.

Es ist daher von Vorteil, diese weitreichenden Änderungen mit ihren zahlreichen Auswirkungen auf ganz unterschiedliche Marktsegmente und -akteure in einem eigenen Gesetzgebungsverfahren unter Berücksichtigung der damit verbundenen, juristisch vielfältigen Fragestellungen zu behandeln, sofern es politisch zwingend erscheint, die vermiedenen Netznutzungsentgelte tatsächlich abzuschaffen.

E. Änderungen in der Strom- und Gasgrundversorgung

Die mit den Art. 4 und 5 SPBG-E avisierten Änderungen in der Strom- und Gasgrundversorgungsverordnung (GVV) sind größtenteils zu begrüßen. Insbesondere die Stärkung des Instruments der Abwendungsvereinbarung scheint geeignet, den wirtschaftlichen und sozialen Folgen der steigenden Preise angemessen zu begegnen.

Es besteht allerdings eine rechtliche Unklarheit, welche Rechte und Pflichten für die Versorger in dem Fall bestehen, in dem die Abwendungsvereinbarung seitens des Kunden nicht eingehalten wird. § 19 Abs. 5 S. 5 Strom/GasGVV regelt aktuell das dann bestehende Unterbrechungsrecht des Grundversorgers. In dem aktuellen Entwurf des Art. 4 Nr. 1 SPBG-E ist diese klare Regelungsfolge allerdings nicht erwähnt. Die Gesetzesbegründung (S. 130) enthält einen Hinweis darauf, dass eine Unterbrechung weiterhin möglich sein soll. Eine klarstellende gesetzliche Regelung zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten dahingehend, dass eine Sperrung als *ultima ratio* bestehen bleiben muss – anderenfalls würde man potentiell Hunderte von Versorgern sehenden Auges in die Insolvenz schicken – wäre wünschenswert.

Mit Blick auf die potentiellen ökonomischen Folgen für betriebswirtschaftlich im Allgemeinen bereits stark belastete EVU wäre es zudem sinnvoll, den – wie es im Referentenentwurf noch vorgesehen war – zeitlichen Anwendungsbereich der „Sperrerschwerungen“ für EVU in § 118b EnWG außerhalb der

5. Dezember 2022



BECKER BÜTTNER HELD

Grundversorgung mit dem Anwendungsbereich der Preisbremsen – also bis Ende April 2024 – zu synchronisieren.

Berlin, am 05. Dezember 2022

Dr. Olaf Däuper
Rechtsanwalt



Stellungnahme

Dr. Thomas Engelke

Leiter Team Energie und Bauen

Geschäftsbereich Verbraucherpolitik

Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

STROMPREIS BLEIBT TEUER, SOLL ABER GEDECKELT WERDEN

Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv) zum Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zu einer Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen

22. November 2022

[Impressum](#)

Verbraucherzentrale
Bundesverband e.V.

Team

Energie und Bauen

Rudi-Dutschke-Straße 17
10969 Berlin

energie@vzbv.de

INHALT

I. ZUSAMMENFASSUNG	3
II. HINTERGRUND ZUR STROMPREISBREMSE	4
III. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN	5
1. Sozialgerechte Ausgestaltung der Strompreisbremse verbessern.....	5
2. Mindestkontingent für besonders sparsame Haushalte einführen	6
3. Fähigkeit zu sozial-differenzierten Direktzahlungen des Bundes schaffen.....	7
4. Heizstromkund:innen angemessen entlasten	8
IV. HINTERGRUND ZU DEN ZUFALLSGEWINNEN	9
V. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN	10
1. Zufallsgewinne aus Atom- und Kohleenergie konsequent abschöpfen	10
2. Gewinne zu 100 Prozent abschöpfen.....	11

I. ZUSAMMENFASSUNG

Der Referentenentwurf des BMWK sieht vor, dass auch für private Haushalte eine Strompreisbremse von März 2023 bis April 2024 rückwirkend zum 1. Januar 2023 eingeführt werden soll. Damit soll der Strompreis in Höhe von 80 Prozent des Jahresverbrauchs vom Vorjahr auf 40 Cent pro Kilowattstunde (kWh) begrenzt werden. Haushalte, die mehr als 80 Prozent der prognostizierten Strommenge verbrauchten, würden je zusätzlicher Kilowattstunde Strom den aktuellen Preis des Energieversorgers zahlen. Läge der Verbrauch unter 80 Prozent würde der aktuelle Preis je kWh für die eingesparte Strommenge mit der Jahresendabrechnung an den Haushalt rückerstattet. Härtefall-Regelungen sind für bestimmte Haushalte geplant, eine Moratorium für Stromsperren fehlt aber im Entwurf. Auch für Unternehmen ist eine Strompreisbremse geplant.

Zufallsgewinne in der Stromerzeugung, mit denen niemand gerechnet hat, sollen teilweise vom 1. September 2022 bis mindestens zum 30. Juni 2023 abgeschöpft und an Endverbraucher:innen wie die privaten Haushalte rückerstattet werden. Zufallsgewinne müssen für Wind-, PV- und Wasserkraftanlagen, Abfallverbrennungsanlagen, Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke abgeführt werden.

Der vzbv begrüßt die Strompreisbremse, weil sie ab Anfang 2023 die privaten Haushalte vor sehr hohen Strompreisen schützt und gleichzeitig zum weiteren Energiesparen anreizt. Der vzbv begrüßt auch, dass Unternehmen, die die Strompreisbremse in Anspruch nehmen, bestimmte Vergütungen und Boni nicht auszahlen dürfen und dass Unternehmen, die mit der Stromerzeugung hohe Zufallsgewinne erzielt haben, diese zumindest teilweise zurückzahlen müssen. (*Korrektur 23.11.2022: Die Darstellung in der Stellungnahme, dass Unternehmen, die Zahlungen des Staates im Rahmen des Strompreisbremsegesetzes in Anspruch nehmen, keine Boni und Dividenden auszahlen dürfen ist nicht korrekt. Dieses Verbot bezieht sich lediglich auf Unternehmen, die Stabilisierungsmaßnahmen im Sinne des Energiesicherungsgesetzes in Anspruch nehmen, also alle Maßnahmen, die der Sicherung oder Wiederherstellung einer positiven Fortbestehensprognose nach § 19 Absatz 2 der Insolvenzordnung oder der Durchfinanzierung der Abwicklung des Unternehmens dienen.*)

Der vzbv begrüßt ferner unter anderem

- die Stabilisierung der Strom-Übertragungsnetzentgelte
- Anhebung der Vergütungssätze für Solaranlagen
- Technologiespezifische Abschöpfung von Zufallsgewinnen

Der vzbv fordert unter anderem, dass

- ein Mindestkontingent von 1.500 Kilowattstunden festgelegt wird, auf die der staatlich garantierte Brutto-Arbeitspreis von 40 Cent zu 100 Prozent pro Kilowattstunde angewandt wird.
- dass für Wärmestromtarife eine separate Preisobergrenze von 30 ct/kWh eingeführt wird.
- 100 Prozent der Überschusserlöse der Anlagenbetreiber abgeschöpft werden.

- …✿ Steuerpflichtige, die für einen Teil ihres Einkommens den Spaltensteuersatz zahlen, die Entlastungen aus der Strompreisbremse als zusätzliche Einnahme versteuern müssen.
- …✿ die Bundesregierung bis Mitte 2023 die Voraussetzungen für sozial-differenzierte Direktzahlungen des Bundes schafft.
- …✿ statt der Verschiebung der nächsten Stufe der CO2-Bepreisung das im Koalitionsvertrag beschlossene Klimageld so bald wie möglich einführt wird.

II. HINTERGRUND ZUR STROMPREIS-BREMSE

Der Börsenstrompreis bildet sich nach dem sogenannten Merit-Order Prinzip. Dieses führt dazu, dass das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, welches gerade noch zur Nachfragedeckung benötigt wird, preissetzend ist. Da Gaskraftwerke regelbar sind, werden sie nahezu durchgehend zur Stromproduktion benötigt und sind dadurch häufig preissetzend. Dadurch wirkt sich der aktuell extrem hohe Gaspreis auch direkt auf den Börsenstrompreis aus. Auch die Verbraucher:innen bekommen diese Preissteigerungen immer stärker zu spüren. Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte lag im Juli 2022 um 16 Prozent höher als im Vorjahr und zwar bei 37,30 ct/kWh (2021: 32,16 ct/kWh). Dabei haben sich die Kosten für Beschaffung und Vertrieb verdoppelt. Tarife mit Gültigkeitsbeginn oder letzter Preisanpassung ab dem zweiten Quartal 2022 lagen durchschnittlich bereits bei 40,13 ct/kWh.¹ Zwischen August und November wurde in Neuverträgen im Durchschnitt teilweise über 50 ct/kWh verlangt.² Grundsätzlich handelt es sich bei den Angaben immer um Durchschnittswerte. Einige Verbraucher:innen zahlen somit deutlich höhere Preise.

Um auf diese Entwicklung zu reagieren plant die Bundesregierung ab Januar 2023 bis April 2024 eine Strompreisbremse für Standardlastprofil-Kunden, insbesondere Haushalte und kleine und mittlere Unternehmen (KMU) einzuführen. Analog zur zweiten Stufe der sogenannten Preisbremse für Gas- und Wärmekund:innen soll es sich um einen Rabatt handeln, der den Haushalten unabhängig von ihrem tatsächlichen Verbrauch gutgeschrieben wird. Der erhaltene Betrag muss nicht zurückgezahlt werden, selbst wenn der tatsächliche Verbrauch in der Jahresendabrechnung von der angenommenen Menge abweicht. Daher bleibt der volle Energiesparanreiz bestehen und jede eingesparte Kilowattstunde reduziert den Rechnungsbetrag um den im Versorgungsvertrag vereinbarten Arbeitspreis.

Die Höhe des Rabatts wird anhand eines garantierten Brutto-Arbeitspreises von 40 ct/kWh für Strom für 80 Prozent des prognostizierten Jahresverbrauchs berechnet. Der Differenzbetrag zwischen dem garantierten Brutto-Arbeitspreis und dem Vertragspreis soll als verbrauchsunabhängige Prämie ausgezahlt werden.

¹ Es handelt sich um durchschnittliche Strompreise für einen Haushalt mit Jahresverbrauch 3.500 kWh. Der Grundpreis ist anteilig enthalten. Vgl. BDEW, 2022, BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022, https://www.bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf, 11.11.2022

² <https://www.zeit.de/wirtschaft/energiemonitor-deutschland-gaspreis-spritpreis-energieversorgung>

Die Berechnung der monatlichen Entlastungssumme ist analog zur zweiten Stufe der sogenannten Preisbremse für Gas- und Wärmekund:innen:

→ Rabatt = (individueller Brutto-Arbeitspreis - garantierter Brutto-Arbeitspreis) * 80 Prozent des prognostizierten Jahresverbrauchs / 12 Monate

Für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden Strom und einem Preis von 50 ct/kWh³ ergibt sich eine Entlastungssumme von insgesamt 280 Euro pro Jahr beziehungsweise rund 23 Euro pro Monat.

Die finanzielle Mehrbelastung für Stromkund:innen eines Beispielhaushaltes im Jahr 2023 im Vergleich zum Jahr 2021 kann durch diese Maßnahme in etwa um 45 Prozent reduziert werden. Dennoch müssen sich die Verbraucher:innen, die ihren Stromverbrauch nicht verringern, darauf einstellen im kommenden Jahr in etwa 30 Prozent mehr für ihren Stromverbrauch zu zahlen als im Jahr 2021. Wenn sie ihren Verbrauch jedoch über 20 Prozent verringern können, wird die finanzielle Mehrbelastung durch die Strompreisbremse unter den obengenannten Annahmen vollständig kompensiert.⁴

III. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN

Der vzbv begrüßt den Vorschlag des BMWK zur Einführung einer Strompreisbremse. Diese Maßnahme bedeutet eine signifikante Entlastung der privaten Verbraucher:innen in der Energiepreiskrise, deren finanzielle Mehrbelastung durch diese Maßnahme etwa halbiert werden soll. Dennoch müssen sich die Verbraucher:innen darauf einstellen im Jahr 2023 annähernd doppelt so viel für ihren Stromverbrauch zu zahlen wie 2021, sofern sie ihren Verbrauch nicht verringern. Für Verbraucher:innen, die diese Kosten nicht stemmen können, braucht es zusätzliche Maßnahmen, um Energiesperren zu verhindern.

Trotz der signifikanten Entlastungswirkung bleibt der Anreiz zum Energiesparen bei Anwendung der Strompreisbremse grundsätzlich erhalten. Damit die Lenkungswirkung der hohen Stromreise erhalten bleibt, ist es essentiell, dass die Funktionsweise der Preisbremse korrekt und für alle Verbraucher:innen leicht verständlich kommuniziert wird.

1. SOZIALGERECHTE AUSGESTALTUNG DER STROMPREISBREMSE VERBESSEREN

Viele der in der aktuellen Energiepreiskrise beschlossenen Entlastungsmaßnahmen waren bis jetzt wenig zielgenau. Dies kritisiert auch der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in seinem aktuellen Jahresgutachten.⁵ So erreichen einige breit angelegte und kostenintensive Maßnahmen auch Haushalte mit höheren Einkommen oder begünstigen sie sogar. Vor dem Hintergrund begrenzter

³ Durchschnittspreis für Neukunden zwischen August und November; vgl. zeit.de: Energiepreismonitor, <https://www.zeit.de/wirtschaft/energiemonitor-deutschland-gaspreis-spritpreis-energieversorgung>, aufgerufen am 10.11.2022

⁴ Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden Strom und einem aktuellen Preis von 50 ct/kWh und einem Preis von 32 ct/kWh im Jahr 2021.

⁵ Vgl. Jahresgutachten 2022/23 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung; <https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/jahresgutachten-2022.html>, 10.11.2022.

fiskalischen Mittel sollten Entlastungsmaßnahmen so ausgestaltet sein, dass sie Menschen mit geringen Einkommen stärker entlasten, also solche mit höheren Einkommen.

Auch die Strompreisbremse differenziert nicht nach Einkommen, sondern rein nach Verbrauch. Menschen mit einem hohen Stromverbrauch werden absolut stärker entlastet, als Menschen mit geringem Verbrauch. Da gleichzeitig Menschen mit höheren Einkommen tendenziell auch höhere Verbräuche haben, entspricht dies nicht dem allgemeinen Verständnis einer sozialen Ausgestaltung.

Die Ankündigung der Bundesregierung, die Soforthilfe für Gas- und Wärmekund:innen, die Entlastungen im Rahmen der Gas- und Wärmepreisbremse sowie die Entlastungen im Rahmen der Strompreisbremse ab einem gewissen Einkommen zu besteuern sind deshalb zu begrüßen. Nach Auffassung des vzvb sollte die Einkommensgrenze, über der die Entlastungszahlungen zu versteuern sind, jedoch niedriger als die vorgeschlagenen 75.000 Euro Bruttojahreseinkommen liegen. Durch eine Ausweitung auf alle Personen, die einen Teil ihres Einkommens zum Spitensteuersatz versteuern – also alle Menschen mit einem Einkommen über 58.597 Euro – würden ungefähr doppelt so viele Personen von der Besteuerungspflicht erfasst. Dadurch könnte die soziale Unausgewogenheit der Maßnahme verringert und ihre Zielgenauigkeit verbessert werden.

VZBV-FORDERUNG

Der vzvb fordert, dass Steuerpflichtige, die für einen Teil ihres Einkommens den Spitensteuersatz zahlen, die Entlastungen aus der Strompreisbremse als zusätzliche Einnahme versteuern müssen. Dadurch würde die Einkommensgrenze, bis zu der die Entlastungen steuerfrei sind, von 75.000 Euro auf knapp 60.000 Euro herabgesetzt.

2. MINDESTKONTINGENT FÜR BESONDERS SPARSAME HAUSHALTE EINFÜHREN

Durch die Koppelung der Entlastungssumme an den prognostizierten Verbrauch werden bereits geleistete Einsparbemühungen, insbesondere von Haushalten mit geringen Einkommen, nicht gewürdigt. Bei diesen Haushalten sind alle Einsparpotentiale in vielen Fällen bereits gänzlich realisiert, wohingegen viele einkommensstarke Haushalte eher in der Lage sind, ihren Verbrauch zu reduzieren.

Um Niedrigverbrauch-Haushalte gezielter zu entlasten, sollte die Bundesregierung ein Mindestkontingent definieren, auf das der staatlich garantierte Brutto-Arbeitspreis zu 100 Prozent angewendet wird. Analog wurde dies in der öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Bundestags für die Gas- und Wärmepreisbremse vorgeschlagen.⁶

VZBV-FORDERUNG

Der vzvb fordert, ein Mindestkontingent von 1.500 Kilowattstunden festzulegen, auf die der staatlich garantierte Brutto-Arbeitspreis von 40 Cent pro Kilowattstunde zu 100 Prozent angewandt wird. Hierdurch könnten Verbraucher:innen, die bereits in der Vergangenheit alle Einsparpotentiale realisiert haben, stärker entlastet werden.

⁶ Vgl. Stellungnahme Prof. Isabella Weber. Ph.D., University of Massachusetts Amherst; https://www.bundestag.de/resource/blob/919490/4ca9290ac5444b718416b21fbace7797/20-9-174_Stellungnahme_Weber_Anhoerung_7-11-2022-data.pdf, 14.11.2022.

3. FÄHIGKEIT ZU SOZIAL-DIFFERENZIERTEN DIREKTZAHLUNGEN DES BUNDES SCHAFFEN

Die aktuelle Auseinandersetzung um die mangelnde soziale Differenzierung der verschiedenen Entlastungsinstrumente der Bundesregierung in der Energiekrise sowie deren aufwendige Implementierung zeigen, dass das Nichtvorhandensein einer direkten Auszahlungsmöglichkeit des Staates an seine Bürger:innen dessen Handlungsoptionen stark einschränken. Die Bundesregierung kann den Menschen immer noch nicht kein Geld direkt aufs Konto überweisen. Wie ein entsprechendes System aufgebaut werden könnte, haben beispielsweise Forschende des Mercator Research Institute of Global Commons and Climate Change (MCC) erforscht. Nach ihrem Vorschlag könnte das Bundeszentralamt für Steuern ein Register mit Steuer-Identifikations- und Kontonummern aufbauen. Die Auszahlung könnte über die Familienkasse oder die Rentenkasse erfolgen.⁷ Über einen solchen Kanal hätte die Höhe der Entlastungszahlungen an die Einkommen gekoppelt und somit Haushalte mit geringen und mittleren Einkommen stärker entlastet werden können.

Ein Blick über den Tellerrand zeigt, dass andere Länder schon viel weiter sind. In den USA zahlt die Steuerbehörde IRS (Internal Revenue Service) seit 2020 bereits dreimal sogenannte „Stimulus Checks“ an die Steuerzahler, differenziert nach Höhe des Einkommens. In Österreich zahlt die Regierung ihren Bürger:innen bereits ein Klimageld in Höhe von 250 Euro aus. Hinzu kommt hier aktuell noch ein einmaliger Anti-Teuerungsbonus in Höhe von ebenfalls 250 Euro.

Auch die ExpertInnen-Kommission für Gas und Wärme unterstützt solche sozial differenzierten Direktzahlungen. In ihrem Abschlussbericht verweist sie auf einen fehlenden Auszahlungsmechanismus in Deutschland. Die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen müssten so schnell wie möglich geschaffen werden.⁸

Im August 2022 hat das Bundesfinanzministerium einen Weg im Rahmen des Jahresteuergesetzes 2022 vorgestellt: Paragraf 139b der Abgabenverordnung soll so geändert werden, dass Kontoverbindungen – die internationale Kontonummer IBAN und gegebenenfalls der Business Identifier Code BIC – von Bürger:innen in einem Register erfasst und für Direktzahlungen genutzt werden. Die Kommission fordert, dass in dem neugeschaffenen Paragraf 139b weitere Merkmale vorgesehen werden sollten, um eine gezielte Differenzierung zwischen verschiedenen Verbrauchergruppen zu ermöglichen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert die Bundesregierung auf, bis spätestens Mitte 2023 die Voraussetzungen für sozial-differenzierte Direktzahlungen des Bundes zu schaffen.

Mit einem solchen Auszahlungsmechanismus wäre zudem auch die Grundlage geschaffen, um das im Koalitionsvertrag aufgeführte Klimageld als sozialen Ausgleich für den künftigen Anstieg des CO₂-Preises über die am 1. Juli 2022 erfolgte Abschaffung der EEG-Umlage hinaus umzusetzen. Mit dem Klimageld sollen die Einnahmen der

⁷ Vgl. Maximilian Kellner, Christina Roofls, Karolina Rütten, Tobias Bergmann, Julian Hirsch, Luke Haywood, Boris Konopka, Matthias Kalkuhl (2022): Entlastung der Haushalte von der CO₂-Bepreisung: Klimageld vs. Absenkung der EEG-Umlage; https://ariadneprojekt.de/media/2022/05/Ariadne-Analyse_Rueckerstattung_Juni2022.pdf, 21.11.2022

⁸ Vgl. Sicher durch den Winter. Abschlussbericht der ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme (31.10.2022); https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6, 22.11.2022.

2021 eingeführten CO₂-Bepreisung auf fossile Heiz- und Kraftstoffe an die Bürger:innen zurückfließen. Wer wenig CO₂ ausstößt, würde mehr Geld zurückbekommen, als er über die Abgabe einzahlte.

Die erfolgte Abschaffung der EEG-Umlage als Ausgleich für die CO₂-Bepreisung ist dagegen die schlechtere Alternative zum Klimageld. Erstens wäre die Entlastung insgesamt geringer. Zweitens profitiert die Industrie hiervon stärker als die privaten Haushalte. Und auch die beschlossene Verschiebung der Erhöhung der CO₂-Bepreisung um jeweils ein Jahr ist kein Ersatz für das Klimageld.

Die Unterstützung der Bevölkerung hätte die Politik für das Klimageld ebenfalls. Wenn die Einnahmen aus der CO₂-Abgabe vollständig an die privaten Haushalte zurückfließen, befürworten laut repräsentativer Kantar-Umfrage im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands 59 Prozent sogar eine höhere CO₂-Bepreisung. Sollte das Geld dagegen in den Staatshaushalt fließen, lehnt eine deutliche Mehrheit von 71 Prozent eine höhere CO₂-Bepreisung ab. Eine von infratest dimap im August 2022 durchgeführte repräsentative Befragung zeigt, dass rund drei Viertel der Befragten einem Klimageld als Pro-Kopf-Erstattung für alle Bürger:innen zustimmen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, statt der Verschiebung der nächsten Stufe der CO₂-Bepreisung das im Koalitionsvertrag beschlossene Klimageld so bald wie möglich einzuführen.

4. HEIZSTROMKUND:INNEN ANGEMESSEN ENTLASTEN

Eine Besonderheit beim Haushaltsstromverbrauch stellen Heizstromtarife beziehungsweise Wärmestromtarife dar. Diese speziellen Tarife für Wärmepumpen und Nachspeicherheizungen werden über einen separaten Zähler abgerechnet. Bei Nachspeicherheizungen handelt es sich in der Regel um Tag-/ Nachttarife, die das Betreiben der Heizung in der Nacht attraktiv machen. Bei Wärmepumpentarifen ermöglichen die Betreiber:innen in der Regel den Netzbetreibern die Möglichkeit Eingriffe in den Betrieb der Verbrauchseinrichtung vorzunehmen. Im Gegenzug profitieren die Betreiber:innen von verringerten Netzentgelten. Lange Zeit waren diese Tarife relativ preisgünstig. Am 1. April 2021 lag der durchschnittliche Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer bei Nachspeicherheizungen bei 23,39 ct/kWh. Bei Wärmepumpen lag er bei 23,80 ct/kWh.⁹

In Folge der Energiepreiskrise liegen gerade neue Wärmestromtarife jedoch auf einem sehr hohen Preisniveau und größtenteils oberhalb der vorgeschlagenen Strompreisdeckelung von 40 ct/kWh. Auch Preiserhöhungen bei Bestandsverträgen sind zu beobachten. Zudem bedeuten die hohen Preise für neue Wärmestromtarife eine Gefährdung der Wirtschaftlichkeit von neuen Wärmepumpen gegenüber Gasheizungen unter Beachtung des geplanten Gaspreisdeckels von 12 ct/kWh. Diese mutmaßlich nicht intendierte Anreizwirkung, die vorerst den Umstieg von Gasheizungen auf Wärmepumpen unattraktiver macht, sollte korrigiert werden. Es sollte daher für Wärmestrom eine

⁹ Vgl. BNetzA, 2022, Monitoringbericht 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6, 11.11.2022

separate Preisobergrenze von 30 ct/kWh eingeführt werden.¹⁰ Dies würde die Belastung der Verbraucher:innen begrenzen und Anreize zum Umstieg auf umweltfreundliche Heizsysteme bewahren.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass für Wärmestromtarife eine separate Preisobergrenze von 30 ct/kWh eingeführt wird.

IV. HINTERGRUND ZU DEN ZUFALLSGEWINNEN

Die vom BMWK geplante Strompreisbremse soll teilweise über Einnahmen aus der Abschöpfung von Zufallsgewinnen am Strommarkt und einer sogenannten Solidaritätsabgabe auf Zufallsgewinne von Unternehmen in der EU mit Aktivitäten im Öl-, Gas-, Kohle- sowie Raffineriesektor gegenfinanziert werden. Diese beiden Instrumente sind Teil einer Notfallverordnung der EU, die am 6. Oktober vom EU-Energieministerrat beschlossen wurde.

Der vzbv hatte sich in einer Stellungnahme am 23. September 2022 für die Einführung dieser beiden Instrumente ausgesprochen.¹¹ Grundsätzlich bildet sich der Börsenstrompreis nach dem sogenannten Merit-Order Prinzip. Dieses führt dazu, dass das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, welches gerade noch zur Nachfragedeckung benötigt wird, preissetzend ist. Da Gaskraftwerke Regelbar sind, werden sie nahezu durchgehend zur Stromproduktion benötigt und sind dadurch häufig preissetzend. Der aktuell sehr hohe Gaspreis wirkt sich dadurch direkt auf den Strompreis aus und treibt diesen nach oben. Andere Strom-Erzeugungsquellen wie erneuerbare Energien, Kohlekraft- und Atomkraftwerke erwirtschaften aufgrund dieser Entwicklung hohe Erlöse, denn sie besitzen deutlich geringere Stromgestehungskosten.¹² Diese Erlöse, die bei der Errichtung der Kraftwerke in dieser Höhe überhaupt nicht kalkulierbar waren und daher Zufallsgewinne darstellen, sollten abgeschöpft und umverteilt werden.

Konkret soll die Abschöpfung am Strommarkt mithilfe einer Erlösobergrenze für die aus Windenergie, Solarenergie, Erdwärme, Wasserkraft ohne Speicher, Biomasse-Brennstoffe außer Biomethan, Abfall, Kernenergie, Braunkohle, Erdölzeugnisse und Torf erzielten Markterlöse vorgenommen werden. Die erzielten Markterlöse aus diesen Energiequellen dürfen dabei laut EU-Verordnung höchstens 180 Euro/MWh betragen, wobei die Mitgliedsstaaten national niedrigere Erlösobergrenzen für bestimmte Energiequellen festlegen und somit Gewinne stärker abschöpfen können. Dabei ist darauf zu achten, dass Investitionssignale nicht gefährdet, die Investitionskosten gedeckt und die Stromgroßhandelsmärkte nicht verzerrt werden. Bei der Umsetzung soll darauf geachtet werden, dass die Erlösobergrenze sowohl auf zentralisierten Handelsplätzen wie

¹⁰ Vgl. BWP, 2022, Stellungnahme des Bundesverbands Wärmepumpe (BWP) e. V., <https://www.waerme-pumpe.de/presse/news/details/bwp-nimmt-stellung-zu-geplanter-gas-und-strompreisbremse/?s=09#content>, 11.11.2022

¹¹ Vgl. vzbv, 2022, Krisengewinne von Energieunternehmen an private Haushalte rückerstatten, <https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-09/Notfallintervention%20am%20Energiemarkt.pdf>, 11.11.2022.

¹² Stromgestehungskosten geben die Umwandlungskosten unterschiedlicher Energieformen in elektrischen Strom an.

auch im bilateralen Stromhandel Anwendung findet. Zudem sollen sowohl die Termin- wie auch die Spotmärkte einbezogen werden.

Das BMWK plant diese Vorgaben mit einem sehr komplexen System umzusetzen. Ausgenommen von der Abschöpfung werden sollen alle Anlagen mit einer installierten Leistung unter 1 MW. Für alle anderen Anlagen werden im Standardmodell die gestatteten Erlöse in zwei Schritten ermittelt. Im ersten Schritt wird die Abschöpfung anhand eines Spot-Benchmark berechnet. Dazu werden die Markterlöse berechnet, die sich bei einer reinen Vermarktung am Spotmarkt ergeben würden. Da die tatsächlichen individuellen Erlöse in der Regel jedoch von diesen berechneten Erlösen abweichen, wird eine Sicherheitsmarge von 3 ct/kWh gewährt.¹³ Die gestattenden Erlöse können zudem in einem zweiten Schritt anhand einer Hedging-Korrektur berichtigt werden.¹⁴ Somit können Verluste, die aus Hedging entstanden sind korrigiert werden.

Konkret werden die gestatteten Erlöse am Spotmarkt über technologiespezifische Referenzkosten zuzüglich der Sicherheitsmarge berechnet. Die Referenzkosten sollen für Erneuerbare-Energie-Anlagen, die einen anzulegenden Wert nach dem EEG besitzen, genau auf diesen Wert festgesetzt werden. Laut Entwurf sollen somit die Vollkosten dieser Anlagen abgedeckt werden. Für Erneuerbare-Energie Anlagen, die keinen anzulegenden Wert nach dem EEG besitzen, Wind Offshore Anlagen und Abfallanlagen sollen die Referenzkosten 10 ct/kWh betragen. Für Kernenergie sollen die Referenzkosten bis zum 31. Dezember 2022 4 ct/kWh und ab dem 1. Januar 2023 10 ct/kWh betragen.¹⁵ Die höheren Referenzkosten werden von der Bundesregierung mit den durch die Rückbauverschiebung anfallenden Mehrkosten begründet. Für Braunkohle sollen die Referenzkosten anhand einer Formel, die den monatlichen CO₂-Preis zugrunde liegt berechnet.¹⁶ Dabei wird pauschal der CO₂ Faktor der ineffizientesten Braunkohleanlage als Grundlage verwendet. Dies bevorteilt effizientere Anlagen. Für Anlagen mit verkürztem Kohleausstiegsdatum 2030 wird zudem ein Aufschlag von 2,2 ct/kWh auf den Fixkostendeckungsbeitrag gewährt. Diese Maßnahme wird mit einem verkürzten Abschreibungszeitraum dieser Anlagen begründet.

V. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN

1. ZUFALLSGEWINNE AUS ATOM- UND KOHLEENERGIE KONSEQUENT ABSCHÖPFEN

Der vzbv begrüßt, dass das BMWK mit dem geplanten Abschöpfungsmodell technologiespezifischen Erlösobergrenzen einführen möchte. Dies ermöglicht Zufallsgewinne umfangreicher abzuschöpfen. Die Festsetzung der technologiespezifischen Referenzkosten ist jedoch teilweise zu hinterfragen. Denn für Atom- und Braunkohlekraftwerke sind Sonderkonditionen angedacht. Die Erhöhung der Referenzkosten für Atomkraftwerke von 4 ct/kWh auf 10 ct/kWh ab dem 1. Januar 2023 ist sehr drastisch und nicht notwendig. Die Atomkraftwerke konnten in den letzten Monaten aufgrund des hohen

¹³ Für Stromerzeugung aus Wind und Solar gibt es zusätzlich einen spezifischen Aufschlag.

¹⁴ Beim Hedging handelt es sich um eine Absicherung gegenüber Preisentwicklungen

¹⁵ Falls Dekontaminationsarbeiten im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis zum 15. April 2023 vertraglich vereinbart sind, werden die Referenzkosten zusätzlich um 2 ct/kWh angehoben.

¹⁶ 3 ct/kWh Fixkostendeckungsbeitrag + (monatlicher CO₂-Preis x 1,236)

Börsenstrompreises hohe Zufallsgewinne erwirtschaften. Diese Zufallsgewinne werden nicht abgeschöpft und können die durch die politisch beschlossene Rückbauverschiebung Mehrkosten ausgleichen. Es sollte daher auf eine Anhebung der Referenzkosten verzichtet werden. Auch die Bevorzugung für Braunkohleanlagen mit verkürztem Kohleausstiegsdatum 2030 ist nicht nachvollziehbar. Zum einen kam es auch hier in den letzten Monaten zu hohen Zufallsgewinnen. Zum anderen wurde beispielsweise der Kohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier schon als Kompromiss beschlossen. Denn neben den früheren Abschaltungen von mehreren Kraftwerken, sollen andere Kraftwerke länger im Betrieb bleiben und können somit weitere Gewinne erzielen.¹⁷

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, die Referenzkosten für Atomkraftwerke für den gesamten Zeitraum auf 40 Euro/MWh und für alle Braunkohlekraftwerke unabhängig von ihrem Betriebsende die gleichen Referenzkosten festzulegen.

2. GEWINNE ZU 100 PROZENT ABSCHÖPFEN

Paragraph 14 des Strompreisbremsegesetzes sieht vor, dass Anlagenbetreiber von Stromerzeugungsanlagen 90 Prozent der im jeweiligen Abrechnungszeitraum erwirtschafteten Überschusserlöse an den Netzbetreiber zahlen müssen. Dies bedeutet, dass 10 Prozent der Erlöse beim Anlagenbetreiber verbleiben. Da die zugestandenen Erlöse bereits mit Sicherheitszuschlägen bedacht sind, ergibt sich aus Sicht des vzbv keine Notwendigkeit nur 90 Prozent abzuschöpfen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, 100 Prozent der Überschusserlöse der Anlagenbetreiber abzuschöpfen.

¹⁷ Vgl. Bundesregierung, 2022, Schnellerer Ausstieg aus der Braunkohle, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kohleausstieg-2030-2139228>, 11.11.2022.

ENERGIESPERREN WIRKSAM VERHINDERN

Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv) zu Anpassungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Rahmen des Strompreisbremsen-Gesetzes und zu Anpassungen des Zweiten Sozialgesetzbuches (SGBII) im Rahmen des Bürgergeld-Gesetzes

5. Dezember 2022

[Impressum](#)

Verbraucherzentrale
Bundesverband e.V.

Team
Energie und Bauen

Rudi-Dutschke-Straße 17
10969 Berlin

energie@vzbv.de

INHALT

I. ZUSAMMENFASSUNG	3
II. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN	4
1. Frei wählbare Höhe der Abschlagszahlung garantieren	4
2. Härtefallfonds für Verbraucher:innen mit geringen Einkommen.....	6
3. Informationskampagne zur Verhinderung von Energiesperren	7
4. Fähigkeit zu sozial differenzierten Direktzahlungen des Bundes schaffen.....	7

I. ZUSAMMENFASSUNG

Das Strompreisbremsen-Gesetz soll die Voraussetzungen für die Verhängung einer Energiesperre in den Grundversorgungsverordnungen (GVV) für Strom und Gas erweitern. Gleichzeitig sollen diese erweiterten Regeln temporär, das heißt bis Ende April 2024, annähernd vollständig ins EnWG übertragen werden. Dadurch erlangen sie Gültigkeit für alle Lieferverträge, auch solche außerhalb der Grundversorgung. Insbesondere das Instrument von Abwendungsvereinbarungen soll durch die Vorschläge der Bundesregierung ausgeweitet werden.

So sollen Verbraucher:innen temporär die Möglichkeit erhalten, Energieschulden für einen gewissen Zeitraum zu stunden. Konkret können Kund:innen, die mit ihrem Energielieferanten eine Abwendungsvereinbarung geschlossen haben, die Zahlungsverpflichtungen zur monatlichen Schuldentilgung für bis zu drei Monate aussetzen. Allerdings müssen sie ihre laufenden Zahlungsverpflichtungen gegenüber dem Lieferanten weiter erfüllen. Das heißt, die monatlichen Abschlagszahlungen müssen weiterhin gezahlt werden. Ansonsten droht weiterhin eine Energiesperre. Diese Regelung soll sowohl ins EnWG als auch in die GVV übernommen werden.

Das Verbraucherschutzniveau hinsichtlich Energiesperren soll also insgesamt erhöht und zudem temporär zwischen Verträgen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung (Sonderverträge) angeglichen werden. Bis zum 31. Dezember 2023 soll überprüft werden, ob die Laufzeit der temporären Änderungen im Energierecht über den 30. April 2024 hinaus verlängert werden soll.

Gleichzeitig wurde im Rahmen des Bürgergeld-Gesetzes eine Bestimmung geändert, nach der Leistungen nun bis zu drei Monaten rückwirkend beantragt werden können, sofern damit Kosten aus der Jahresabrechnung von Heizenergiekosten oder aus der angemessenen Bevorratung mit Heizmitteln wie Öl oder Holzpellets gedeckt werden sollen.

Der vzbv begrüßt die Vorschläge der Bundesregierung grundsätzlich.

Der vzbv fordert aber eine Lösung, mit der betroffene Verbraucher:innen ohne eigenen Antrag sowohl von Energiesperren als auch von den Zusatzkosten freigeschalten werden. Wenn dies nicht umgesetzt wird, dann müssen die geplanten Regelungen ergänzt werden. Der vzbv fordert dann unter anderem, dass

- im EnWG temporär festgeschrieben wird, dass Haushaltkund:innen in laufenden Vertragsverhältnissen ihren monatlichen Abschlag frei festlegen können.
- der Härtefallfonds für private Verbraucher:innen mit ausreichend Finanzmitteln ausgestattet wird und die Sozialämter personell verstärkt werden.
- die Bundesregierung frühzeitig über die Möglichkeiten zur Beantragung von Sozialleistungen zur Begleichung von Energieschulden informiert.
- die Bundesregierung spätestens bis Mitte 2023 die Voraussetzungen für sozial-differenzierte Direktzahlungen des Bundes schafft.

II. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN

Die aktuellen und für das kommende Jahr angekündigten Preissteigerungen für Strom und Gas – aber auch für andere Energieträger – bringen viele Verbraucher:innen in Zahlungsschwierigkeiten. Die unterschiedlichen Entlastungsmaßnahmen der Bundesregierung verringern zwar die Mehrbelastung, können und sollen diese aber nicht komplett ausgleichen. So sind insbesondere die Gas-, Wärme, und Strompreisbremsen so konzipiert, dass sie die Kosten für Strom und Gas im Jahr 2023 auf rund das Doppelte der Kosten des Jahres 2021 begrenzen, sofern der Verbrauch nicht gesenkt wird. Gerade Haushalte mit niedrigen Einkommen haben aber oftmals alle Einsparpotentiale bereits in der Vergangenheit und spätestens 2022 realisiert. Gleichzeitig verkonsumieren über 60 Prozent der Menschen in Deutschland bereits jetzt ihr gesamtes verfügbares Einkommen und haben dementsprechend keinen finanziellen Spielraum für weitere Belastungen.¹ Es muss deshalb davon ausgegangen werden, dass bestimmte Gruppen, insbesondere Verbraucher:innen mit geringen Einkommen außerhalb des Transferleistungsbezugs, die zusätzlichen Kosten, die auf sie 2023 zukommen, nicht zahlen werden können.

Durch die von der Bundesregierung vorgeschlagenen Änderungen im Energierecht ergeben sich für Verbraucher:innen mit geringen Einkommen, die ihre monatlichen Energiekosten aufgrund der gestiegenen Preisen zukünftig nur noch in Teilen – also nur in gleichen Höhe wie vor einer Preiserhöhung – zahlen können, neue Handlungsoptionen. Sofern diese Maßnahmen um die im folgenden vorgeschlagenen Punkte ergänzt werden, können sie in Summe einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von Energiesperren in diesem Winter leisten und sind entsprechend zu begrüßen.

1. FREI WÄHLBARE HÖHE DER ABSCHLAGSZAHLUNG GARANTIEREN

In der Regel erhöhen Energielieferanten nach einer Preiserhöhung auch die monatlichen Abschlagszahlungen ihrer Kund:innen. Viele Lieferanten gewähren ihren Kund:innen aber grundsätzlich die Möglichkeit, ihren Abschlag auch selber anzupassen, etwa wenn diese erwarten, dass ihr Verbrauch aufgrund geänderter Lebensverhältnisse geringer ausfällt – etwa nach dem Auszug erwachsener Kinder.

Mit den vorgeschlagenen Änderungen im Energierecht wären nun grundsätzlich alle Energielieferanten verpflichtet, ihren Kund:innen mit Androhung der Sperre gleichzeitig eine Abwendungsvereinbarung anzubieten. Diese legt fest, dass der Lieferant auf eine Sperre verzichtet, sofern die Kund:innen sowohl ihre monatlichen Abschläge als auch eine bestimmte Rate zur Bedienung der Schulden bezahlen. Gleichzeitig könnten die Kund:innen von ihrem Energielieferanten eine dreimonatige Aussetzung der Ratenzahlungen verlangen. In dieser Zeit müssten sie dann allerdings ihre monatlichen Abschläge weiterhin zahlen können.

Wenn Kund:innen nun aktiv nach der Erhöhung ihres Abschlags diesen wieder auf die ursprüngliche Höhe herabsetzen, verschieben sie die aus der Preiserhöhung folgenden zusätzlichen finanziellen Belastungen von den monatlichen Abschlagszahlungen

¹ Verband der Privaten Bausparkassen e.V., Juli 2022: Weniger als 40 Prozent können sparen – Sommerumfrage 2022 der privaten Bausparkassen; <https://www.bausparkassen.de/blog/2022/07/12/weniger-als-40-prozent-koennen-sparen-sommerumfrage-2022-der-privaten-bausparkassen/>, aufgerufen am 01.12.2022

auf den Zeitpunkt der Jahresabrechnung. Zu diesem Zeitpunkt müssen sie dann allerdings mit erheblichen Nachforderungen rechnen. Diese Vorgehensweise hätte für sie den Vorteil, dass ihnen erst ab dem Zeitpunkt der Jahresabrechnung in Zahlungsverzug gegenüber ihrem Energielieferanten geraten und nicht bereits nach wenigen unvollständig gezahlten Abschlägen.²

In einem weiteren Schritt müssen Verbraucher:innen nun die Möglichkeit haben, diese beim Lieferanten aufgelaufenen Schulden bezahlen zu können, auch wenn ihnen dafür eigene finanzielle Mittel fehlen. Hierfür können sie Leistungen zur Sicherung der Unterkunft nach § 21 Absatz 2 in Verbindung mit § 36 SGB XII beantragen, um damit innerhalb dieser drei Monate ihre Energieschulden zu begleichen.³ Alternativ sollen sie zur Deckung von erhöhten Heizkosten künftig auch einmalig Bürgergeld nach § 37 SGBII beantragen können (siehe auch: 2. Härtefallfonds für Verbraucher:innen mit geringem Einkommen). Auf diesem Weg würden sie die Bedingungen ihrer Abwendungsvereinbarung erfüllen und eine Energiesperre vermeiden.

Grundsätzlich bestand die hier beschriebene Möglichkeit zu Beantragungen von einmaligen Leistungen zur Tilgung von Energieschulden bereits vor den aktuell geplanten Gesetzesänderungen. Durch die im Vorschlag der Bundesregierung vorgesehene Verpflichtung aller Energielieferanten, ihren Kund:innen eine Abwendungsvereinbarung anzubieten und der Möglichkeit, die sich daraus ergebenden Zahlungen für drei Monate zu stunden, hätten Verbraucher:innen in dieser Fallkonstellation nun mehr Zeit, diese Mittel beim Sozialamt zu beantragen, ohne dass ihre Versorgung unterbrochen wird, während sie auf die Bearbeitung ihres Antrags warten. Insofern würde diese Änderung einen Beitrag dazu leisten, dass mehr Verbraucher:innen von dieser Möglichkeit profitieren und Energiesperren insgesamt damit stärker vermieden werden können.

Da diese Leistungen der Sozialhilfe beziehungsweise im Rahmens des Bürgergelds jedoch nicht als regelmäßiger Zuschuss zu einer monatlichen Abschlagszahlung, sondern lediglich einmalig zur Schuldentilgung gezahlt werden, ist es für die Verbraucher:innen essentiell, dass ihre Schulden nicht nach und nach durch nicht vollständig gezahlte Abschläge entstehen, sondern auf einmal im Rahmen der Jahresabrechnung. Aus diesem Grund ist es für das Funktionieren des hier beschriebenen Weges essentiell, Verbraucher:innen das Recht einzuräumen, ihre monatlichen Abschläge auf ein für sie leistbares Niveau abzusenken. Hierzu muss § 41b Absatz 3 EnWG (Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung) entsprechend angepasst werden.

Gleichzeitig hat diese Form der Schuldenübernahme durch den Staat den Nachteil, dass die finanziellen Belastungen durch die ungenügenden Abschläge zunächst von

² Folgende Voraussetzungen gelten, bevor die Energiebelieferung unterbrochen werden kann: Rechnungen wurden trotz Mahnung nicht gezahlt, der Zahlungsverzug gegenüber dem Lieferanten beträgt den doppelten Monatsabschlag, mindestens aber 100 Euro. Sofern kein Monatsabschlag vereinbart wurde, muss der Zahlungsverzug mindestens ein Sechstel des voraussichtlichen Jahresbetrags ausmachen. Der Energielieferant ist verpflichtet, betroffenen Haushalt:kund:innen mit der Androhung einer Unterbrechung der Energielieferung wegen Zahlungsverzuges zugleich in Textform über Möglichkeiten zur Vermeidung der Unterbrechung zu informieren, die für Haushalt:kund:innen keine Mehrkosten verursachen.

³ Sozialrechtlich gibt es einen grundsätzlichen Anspruch auf Hilfe zur Sicherung der Unterkunft oder zur Behebung einer vergleichbaren Notlage, wobei eine drohende Energiesperre als vergleichbare Notlage einzustufen ist (so auch in § 22 Abs. 8 SGB II). § 21 Absatz 2 SGB XII formuliert für § 36 SGB XII eine Ausnahme von dem grundsätzlichen Leistungsausschluss gemäß § 21 S. 1 SGB XII, womit in diesem Fall die Schuldenübernahme auch für erwerbsfähige Personen in Betracht kommt, die sonst unter SGB II fallen würden, aber keine Leistungen nach SGB II oder SGB XII beziehen. Somit haben auch Personen, die grundsätzlich ein reguläres Einkommen haben, unter bestimmten Voraussetzungen Anspruch auf die Übernahme von Energieschulden zur Vermeidung einer Energiesperre.

den Energieversorgungsunternehmen getragen werden müssen. Deshalb sollte die Bundesregierung zusätzliche Mittel bereitstellen, um Energieversorgungsunternehmen, die von hohen Zahlungsausfällen betroffen sind, temporär vor Liquiditätsproblemen zu schützen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass § 41b Absatz 3 EnWG insofern geändert wird, dass Haushaltkund:innen in laufenden Vertragsverhältnissen von Gas- und Stromlieferungen zumindest bis Ende 2023 ihren monatlich zu zahlenden Abschlag frei festlegen können.

Der vzbv fordert, dass Energieversorgungsunternehmen, die von einer temporär hohen Anzahl von Zahlungsausfällen betroffen sind, durch zusätzliche finanzielle Mittel geschützt werden.

2. HÄRTEFALLFONDS FÜR VERBRAUCHER:INNEN MIT GERINGEN EINKOMMEN

Der vzbv begrüßt, dass durch eine Änderung im Zweiten Sozialgesetzbuch Anträge für Mittel zur Deckung von erhöhten Kosten, die sich aus den Jahresabrechnungen von Heizenergiekosten oder für die Bevorratung von Heizmitteln ergeben, zukünftig drei Monate rückwirkend gestellt werden können. Insbesondere für Kosten, die durch den Einkauf von Heizöl, Holzpellets oder Flüssiggas entstehen, ist dies essentiell. Weil Verbraucher:innen, die diese Heizungsformen nutzen, nicht von der Gas- und Wärmepreisbremse profitieren müssen sie auf anderem Weg entlastet werden.⁴

Die Bundesregierung hat beschlossen, hierfür einen Fonds „Härtefallregelungen Mietrinnen und Mieter und selbstgenutztes Wohnungseigentum“ mit einem Finanzvolumen von bis zu 500 Millionen Euro einzurichten.⁵ Da eine weitaus größere Zahl von Menschen im Vergleich zum vergangenen Jahr auf diese Form der staatlichen Hilfe angewiesen sein könnte, sollten die dafür eingeplanten finanziellen Mittel aufgestockt und die Sozialämter personell verstärkt werden.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass der Härtefallfonds für private Verbraucher:innen mit ausreichend Finanzmitteln ausgestattet wird.

Der vzbv fordert, die Sozialämter personell zu verstärken, um das zu erwartende höhere Antragsvolumen zeitnah bearbeiten zu können.

⁴ vzbv, Oktober 2022: Energiepreisbremse: keine Ungleichbehandlung von Öl- und Biomasseheizungen. vzbv veröffentlicht Positionspapier zur Entlastung von Haushalten mit Öl- und Biomasseheizungen, <https://www.vzbv.de/publikationen/energiepreisbremse-keine-ungleichbehandlung-von-oel-und-biomasseheizungen>, aufgerufen am 29.11.2022

⁵ Bundeskanzleramt, November 2022: ECKPUNKTE Umsetzung der Entlastungsmaßnahmen Gas und Strom; <https://www.tga-fachplaner.de/sites/default/files/22-11-02-gas-strompreisbremse-eckpunktepapier.pdf>, aufgerufen am 01.12.2022

3. INFORMATIONSKAMPAGNE ZUR VERHINDERUNG VON ENERGIESPERREN

Es ist zu befürchten, dass 2023 eine nicht unerhebliche Zahl von Verbraucher:innen mit geringen Einkommen trotz Inanspruchnahme aller bisher auf den Weg gebrachten Unterstützungsleistungen die erhöhten Abschläge oder hohe Nachzahlungen für ihren Energiebezug nicht mehr bezahlen wird können.

Umso wichtiger ist es, dass die privaten Verbraucher:innen frühzeitig und bestmöglich über die vorhandenen Möglichkeiten informiert werden, die das Sozialrecht vorsieht, um einmalige Leistungen für die Begleichung von Energieschulden zu beantragen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert die Bundesregierung auf, im Rahmen der Kampagne „80 Millionen gemeinsam für den Energiewechsel“ über die Möglichkeiten zur Beantragung von Sozialleistungen zur Begleichung von Energieschulden zu informieren.

4. FÄHIGKEIT ZU SOZIAL DIFFERENZIERTEN DIREKTZAHLUNGEN DES BUNDES SCHAFFEN

Die von der Bundesregierung gewählten Maßnahmen zur Verhinderung von Energiesperren sind in der Umsetzung sehr komplex und deshalb fehleranfällig. Auch müssen die von den Verbraucher:innen nicht getragenen Kosten eines laufenden Jahres bis zur Jahresabrechnung und der Genehmigung der Anträge auf Sozialleistung im Folgejahr von den Energieversorgungsunternehmen vorgestreckt werden.

Aus diesem Grund wäre aus Sicht des vzbv ein alternativer Mechanismus zu bevorzugen, bei dem bedürftige Verbraucher:innen monatliche Direktzahlungen durch den Staat erhalten. Diese Zahlungen würden sie wiederum in die Lage versetzen, die Abschlagszahlungen gegenüber ihrem Energielieferanten in adäquater Höhe zahlen zu können. Gleichzeitig könnte dadurch vermieden werden, dass Energielieferanten aufgrund der zu geringen monatlichen Abschlagszahlungen dieser Gruppe in Zahlungsschwierigkeiten geraten. Ein Mechanismus wurde zwar mit dem Jahressteuergesetz 2022 ermöglicht, die Umsetzung ist aber offen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass die Bundesregierung ergänzend zu den vorgeschlagenen Änderungen im Energierrecht schnellstmöglich einen Mechanismus zur Verhinderung von Energiesperren einführt, mit dem bedürftige Verbraucher:innen mit direkten Zahlungen unterstützt werden.



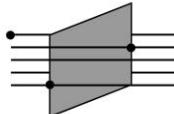
Stellungnahme

Dr. Benjamin Held

Leiter des Arbeitsbereichs "Nachhaltige Entwicklung"
FEST e.V. - Institut für Interdisziplinäre Forschung

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685



INSTITUT FÜR
INTERDISZIPLINÄRE
FORSCHUNG

F·E·S·T

Forschungsstätte der
Evangelischen
Studiengemeinschaft



DE-153-00089

Dr. Benjamin Held
Leiter des Arbeitsbereichs
„Nachhaltige Entwicklung“

FEST e.V.

Schmeilweg 5,
D-69118 Heidelberg
06221-912243

06221-91220 (Zentrale)

Stellungnahme als Sachverständiger zur Anhörung

**„Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen der
SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP**

**Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse
und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

Ausschussdrucksache 20(25)235“

06.12.2022 – 15.15-17.15 Uhr

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Verteilungswirkungen der Strompreisbremse	4
2.1	Grund 1 für regressive Verteilungswirkungen: Stromverbrauch steigt mit dem Einkommen an	4
2.2	Grund 2 für regressive Verteilungswirkungen: Möglichkeiten zur Energieeinsparung steigen mit dem Einkommen an.....	5
3	Anpassungs- und Ergänzungsvorschläge	6
3.1	Absenkung der steuerfreien Einkommensgrenze für Entlastungen.....	6
3.2	Einführung eines befristeten „Energiesolis“	6
3.3	Einführung eines Mindestkontingents	7
3.4	Erhöhung der Regelsätze für Strom	7
3.5	Mehr Teilhabe am Klimaschutz - Ausbau von Unterstützungsangeboten für einkommensschwache Haushalte zum Energiesparen.....	8
3.6	Etablierung eines Direktzahlungsmechanismus (Soforthilfen, Klimageld).....	9
3.7	Niedrigerer Garantiepreis für Heizstrom	10
3.8	Einführung eines fixierten Preises für Einsparungen über 20%	10
4	Literaturverzeichnis	16

1 Zusammenfassung

Es ist richtig, dass auf der einen Seite Haushalte und Unternehmen im Zuge der deutlich gestiegenen Energiepreise unterstützt werden, und dass auf der anderen Seite die Zufalls- bzw. Überschusserlöse abgeschöpft werden. Unter dem gegebenen Zeitdruck und vor dem Hintergrund, dass bessere Daten für eine zielgenauere Unterstützung bislang nicht vorliegen, sind die vorgeschlagenen Instrumente dabei grundsätzlich auch ein gangbarer Weg.

Allerdings sollte an verschiedenen Stellen noch angepasst und ergänzt werden, um ...

1. besonders belastete Haushalte noch besser zu unterstützen,
2. vor dem Hintergrund knapper Haushaltssmittel eine übermäßige Förderung einkommensstarker Haushalte zu vermeiden,
3. sicherzustellen, dass der Umbau zur klimaneutralen Gesellschaft nicht ausgebremst, sondern soweit wie möglich befördert wird.

In der vorliegenden Stellungnahme werden acht Anpassungsvorschläge gemacht, die zum einen die Strompreisbremse und das Gesetz direkt betroffen, zum anderen aber auch darüber hinaus gehen. Diese werden in Kapitel 3 in einzelnen Unterkapiteln vorgestellt:

- 3.1 Die Absenkung der steuerfreien Einkommensgrenze für Entlastungen**
- 3.2 Die Einführung eines befristeten „Energiesolis“**
- 3.3 Die Einführung eines Mindestkontingents**
- 3.4 Die Erhöhung der Regelsätze für Strom**
- 3.5 Mehr Teilhabe am Klimaschutz - Ausbau von Unterstützungsangeboten für einkommensschwache Haushalte zum Energiesparen**
- 3.6 Etablierung eines Direktzahlungsmechanismus (Soforthilfen, Klimageld)**
- 3.7 Die Einführung eines niedrigeren Garantiepreis für Heizstrom**
- 3.8 Die Einführung eines fixierten Preises für Einsparungen über 20%**

In Kapitel 2 wird aber zunächst kurz auf die Verteilungswirkungen der Strompreisbremse eingegangen, um damit die Notwendigkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen zu begründen.

2 Verteilungswirkungen der Strompreisbremse

Betrachtet werden hier allein, welche direkten Verteilungswirkungen die Strompreisbremse auf die privaten Haushalte hat. Die Effekte auf Unternehmen, sowie die Auswirkungen der Überschussabschöpfung, werden nicht adressiert.

Das Ergebnis ist recht eindeutig: Von den Entlastungen werden einkommensstarke Haushalte deutlich mehr profitieren. Dafür sprechen insbesondere zwei Gründe, die ebenfalls auf die Gaspreisbremse zutreffen:

1. Der Stromverbrauch steigt im Durchschnitt mit dem Einkommen steigt.
2. Die Möglichkeiten zur Energieeinsparung steigen mit dem Einkommen an.

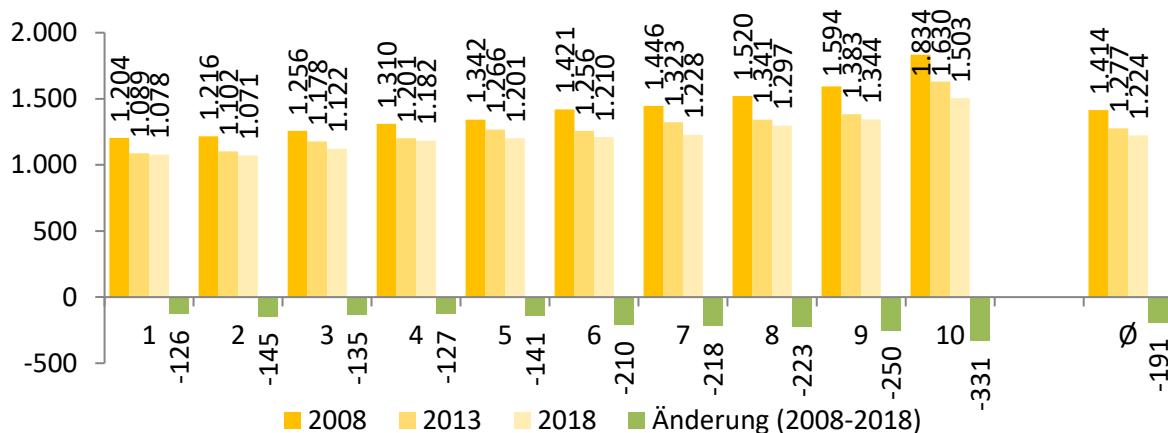
Die bislang vorgesehene Einkommensgrenze von 75.000 €, ab der die Entlastungen als geldwerte Vorteil versteuert werden müssen, dämpft dies zwar etwas, aber nur für zu einem gewissen Teil.

2.1 Grund 1 für regressive Verteilungswirkungen:

Stromverbrauch steigt mit dem Einkommen an

Eigene Auswertungen der EVS2018 ergeben (wie viele weitere), dass der Stromverbrauch mit dem Einkommen ansteigt. Wie die untenstehende Abbildung 1 zeigt, hat das 10. (einkommensstärkste) Dezil (eingeteilt nach dem Nettoäquivalenzeinkommen) im Jahr 2018 pro Person rund 1.503 kWh an Haushaltsstrom verbraucht und damit etwa 50% mehr als das erste (einkommensschwächste) Dezil, in dem der Verbrauch bei 1.078 kWh pro Person lag. Abgesehen vom 1. auf das 2. Dezil ist dabei ein stetiges Steigen über die Dezile zu beobachten, mit einem besonders großen Sprung vom 9. auf das 10. Dezil.¹

Abbildung 1: Haushaltsstromverbrauch privater Haushalte (kWh/P/a)



Quelle: EVS 2008/2018, eigene Berechnungen

¹ Die Methodik ist ausführlich dargestellt in Held, B. (2018): Auswirkungen der Internalisierung externer Kosten des Konsums - Eine empirische Analyse der sozialen Verteilungswirkungen. Dissertation. Universität Heidelberg. URL: <http://www.ub.uni-heidelberg.de/archiv/25200> und kürzer in Held (2019).

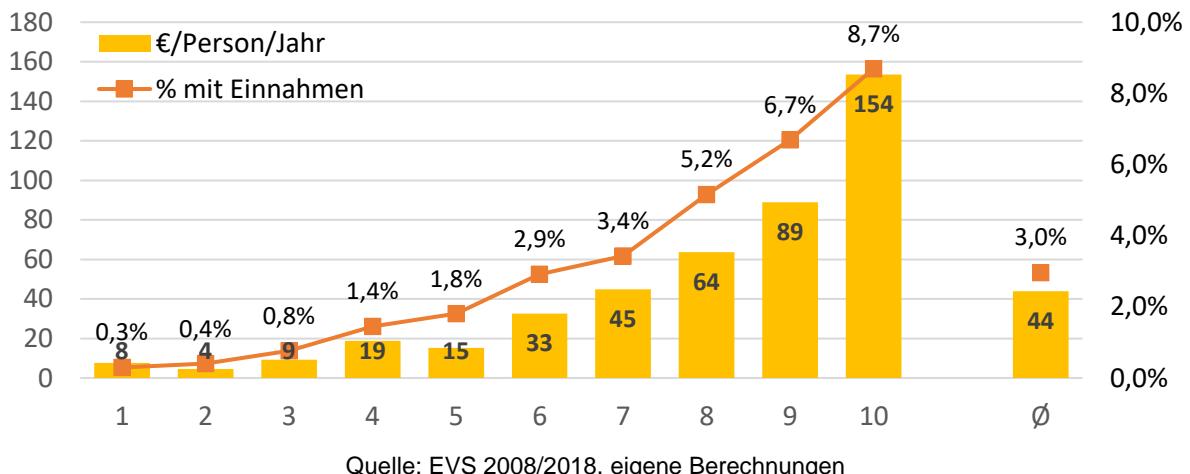
2.2 Grund 2 für regressive Verteilungswirkungen: Möglichkeiten zur Energieeinsparung steigen mit dem Einkommen an

Hinzu kommt, dass reichere Haushalte im Durchschnitt mehr Möglichkeiten zur Einsparung haben. Dies zeigen auch die in Abbildung 1 präsentierten Auswertungen der EVS. Aus dieses geht hervor, dass das 10. Dezil zwischen 2008 und 2018 im Durchschnitt 331 kWh/Person/Jahr beim Stromverbrauch einsparen konnte, das 1. Dezil hingegen 126 kWh und damit nur rund ein Drittel davon. Sogar relativ gesehen lagen die Einsparungen im zehnten Dezil trotz des höheren Verbrauchs mit 18% deutlich höher als im 1. Dezil, wo der Rückgang bei 11% lag.

Und dass einkommensschwächere Haushalte auch weiterhin geringere Möglichkeiten zum Einsparen (niedrigere Preiselastizität) haben, bleibt plausibel, denn:

1. Einkommensschwächere Haushalte mussten auf Grund ihrer strengerem Einkommensrestriktionen schon längerfristig notgedrungen auf einen sparsamen Verbrauch achten.
2. Einkommensstärkere Haushalte haben mehr finanzielle Mittel um Investitionen zu tätigen, die den Verbrauch reduzieren. Sei es beispielsweise durch den Kauf sparsamer Elektrogeräte oder die Installation einer PV-Anlage.
3. Einkommensstärkere Haushalte sind öfter Eigentümer und haben deswegen mehr Möglichkeiten zum Einsparen. Dieser Punkt hat bei der Gaspreisbremse noch höhere Relevanz, weil hier der energetische Zustand der Wohnung eine noch größere Rolle spielt. Aber auch beim Strom betrifft dies z.B. teilweise Küchengroßgeräte oder die Möglichkeit eine PV-Anlage zu installieren.
4. Von Förderprogrammen profitieren oft ebenfalls einkommensstärkere Haushalte in größerem Umfang. Die Förderung ist für die Energiewende enorm wichtig und soll nicht in Frage gestellt werden, aber von der Subventionierung von PV-Anlagen profitieren insbesondere einkommensstärkere Haushalte, wie Auswertungen aus der EVS2018 zu den Einnahmen aus dem Verkauf von Solar-Strom zeigen. Im 10. Dezil lagen diese mit 154 €/Person/Jahr etwa 20-mal höher als im 1. Dezil mit 8 € (siehe Abbildung 2).²

Abbildung 2: Einnahmen aus Verkauf von Solarstrom im Jahr 2018 (€/P/a, %)



² Weiterführend: Held, B. (2022). Verteilungswirkungen einer CO2-Bepreisung in Gegenwart und Zukunft. Ökologisches Wirtschaften - Fachzeitschrift, 37(1), 35–40. <https://doi.org/10.14512/OEW370135>

Um von der Förderung auch mehr Mieterhaushalten profitieren zu lassen und den PV-Ausbau voranzutreiben, sollte z.B. weiter daran gearbeitet werden, dass PV-Anlagen auch auf vermieteten Mehrfamilienhäusern umgesetzt werden, sowie der Einbau von Balkonkraftwerken unterstützt wird; sei es über den Abbau von Regularien oder eine Förderung. Erste Schritte sind hier bereits gegangen, sowohl auf Bundes- als auch auf Länder- und kommunaler Ebene sollten aber weitere Folgen.

3 Anpassungs- und Ergänzungsvorschläge

3.1 Absenkung der steuerfreien Einkommensgrenze für Entlastungen

Die Einkommensgrenze, ab der die Entlastungen als geldwerter Vorteil versteuert werden müssen, ist momentan auf 75.000 € gesetzt. Diese könnte zur Erreichung weniger regressiver Verteilungswirkungen niedriger gesetzt werden, zum Beispiel auf den Betrag, ab dem der Spitzensteuersatz gezahlt werden muss. Dies fordert unter anderem auch der Verbrauchszentrale Bundesverband.³

Im Jahr 2023 beginnt der Spitzensteuersatz bei 62.810 €. Geschätzt wären durch das Absenken der Grenze auf diesen Wert ca. 3,5-4 Millionen Steuerpflichtige betroffen, also ca. 8-9% aller Steuerpflichtigen (ca. 43,5 Mio.). Das entspräche in etwa einer Verdopplung im Vergleich zur jetzt vorgesehenen Grenze von 75.000 €. Denkbar wäre auch eine Staffelung, also beispielsweise, dass ab 62.810 € zu versteuerndes Einkommen die Hälfte der Entlastungen als geldwerter Vorteil versteuert werden müssen und ab 75.000 € der volle Betrag.

Eine Umsetzung wäre sehr einfach, da eine entsprechende Grenze sowieso geplant ist.

3.2 Einführung eines befristeten „Energiesolis“

Ebenfalls zur Erreichung weniger regressiver Verteilungswirkungen könnte ein befristeter „Energiesolidaritätszuschlag“ eingeführt, sprich der Spitzensteuersatz temporär erhöht werden. Das schlägt unter anderem auch der Sachverständigenrat für Wirtschaftsfragen der Bundesregierung vor. Dieser schreibt dazu in seinem aktuellen Jahresgutachten: „Um die Zielgenauigkeit zu erhöhen, Inflationsimpulse zu dämpfen und die fiskalischen Belastungen zu reduzieren, könnte eine befristete einnahmenseitige Gegenfinanzierung der Entlastungsmaßnahmen – etwa durch eine befristete Erhöhung des Spitzensteuersatzes oder einen Energiesolidaritätszuschlag – sinnvoll sein.“⁴

Zur Höhe machen die Wirtschaftsweisen keine Vorschläge. Man könnte dabei überlegen, die Erhöhung wie bei der Besteuerung der Entlastungen auch zu staffeln, also z.B. eine Erhöhung

³ Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (2022): Strompreis bleibt euer, soll aber gedeckelt werden. URL: https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-11/22-11-22_Stellungnahme_%20vzbv_Strompreisbremse_fin_k.pdf, S.6.

⁴ Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2022): Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten. Jahresgutachten 2022/23. URL: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223_Gesamtausgabe.pdf, S.141

des Spitzensteuersatzes ab der jetzigen Schwelle beispielsweise um 1,5% vorzusehen und dann ab 75.000 € um 3%.

Prinzipiell wäre auch ein „Energiesoli“ steuergesetzlich ohne großen zusätzlichen Aufwand umsetzbar, so denn der politische Wille vorhanden ist.

3.3 Einführung eines Mindestkontingents

Um insbesondere einkommensschwächere Haushalte weiter zu entlasten, könnte ein Mindestkontingent an Kilowattstunden eingeführt werden. Beim Strom z.B. in Höhe von 500 oder 1.000 kWh. Für dieses Mindestkontingent würden dann nicht 80%, sondern 100% zum vergünstigten Preis vom Staat zum Preis von 40 Ct/kWh garantiert und die etwaigen Mehrkosten übernommen. Davon profitieren alle Haushalte, da der Stromverbrauch mit dem Einkommen ansteigt und einkommensschwächere Haushalte voraussichtlich weniger einsparen können, einkommensschwächere Haushalte allerdings stärker.

Durch diese Maßnahme sinkt natürlich der Einsparanreiz, weswegen das Mindestkontingent auch nicht zu hoch gewählt werden sollte.

Auch diese Maßnahme ließe sich relativ leicht integrieren, allerdings nur auf Ebene der Stromanschlüsse, weswegen Haushalte mit wenig Haushaltsteilnehmern besonders profitieren, große hingegen weniger. Das ist aber leider wegen der vorhandenen Datenlage – die unbedingt verbessert werden sollte – nicht anders möglich.

3.4 Erhöhung der Regelsätze für Strom

Stromausgaben werden im Sozialsystem anders als Ausgaben fürs Heizen – so sie denn als angemessen eingestuft wurden - nicht komplett übernommen, sondern es wird nur ein fester Betrag bezahlt. Im Jahr 2023 soll dieser Betrag um 11,8% von 36,42 Euro auf 40,73 Euro ansteigen. Dies wird aber bei weitem nicht ausreichen, um die tatsächlichen Preissteigerungen auszugleichen. Dies ist deswegen besonders problematisch, da wie – oben dargestellt wurde – anzunehmen ist, dass das Einsparpotenzial bei regelsatzbeziehenden Haushalten meist eher gering ist, viele dieser Haushalte wohl also über die 40 Ct/kWh hinaus noch höhere Arbeitspreise zahlen werden müssen. Dies sollte unbedingt behoben werden und die Regelsätze um die absehbaren Preissteigerungen im Energiebereich vor deren tatsächlichen eintreten erhöht werden. Dieser „vorträgliche“ Inflationsausgleich sollte insgesamt für die Regelsatzberechnung in Erwägung umgesetzt werden, oder zumindest die Nachträglichkeit zeitlich deutlich verkürzt werden. Ebenfalls hingewiesen sei darauf, dass die Regelsätze immer noch auf eine sowohl statistisch als auch normativ problematische Art und Weise berechnet werden, wie z.B. in Becker/Held (2021)⁵ dargestellt ist.

⁵ Becker, I./ Held, B. (2021): Regelbedarfsbemessung – eine Alternative zum gesetzlichen Verfahren. Berechnungen auf Basis der EVS 2018 unter Berücksichtigung von normativen Vorgaben der Diakonie Deutschland. Herausgegeben von der Diakonie Deutschland, Berlin. URL: https://www.diakonie.de/fileadmin/user_upload/Diakonie/PDFs/Pressmitteilung_PDF/DK_Regelbedarfe_210823_Web.pdf

3.5 Mehr Teilhabe am Klimaschutz - Ausbau von Unterstützungsangeboten für einkommensschwache Haushalte zum Energiesparen

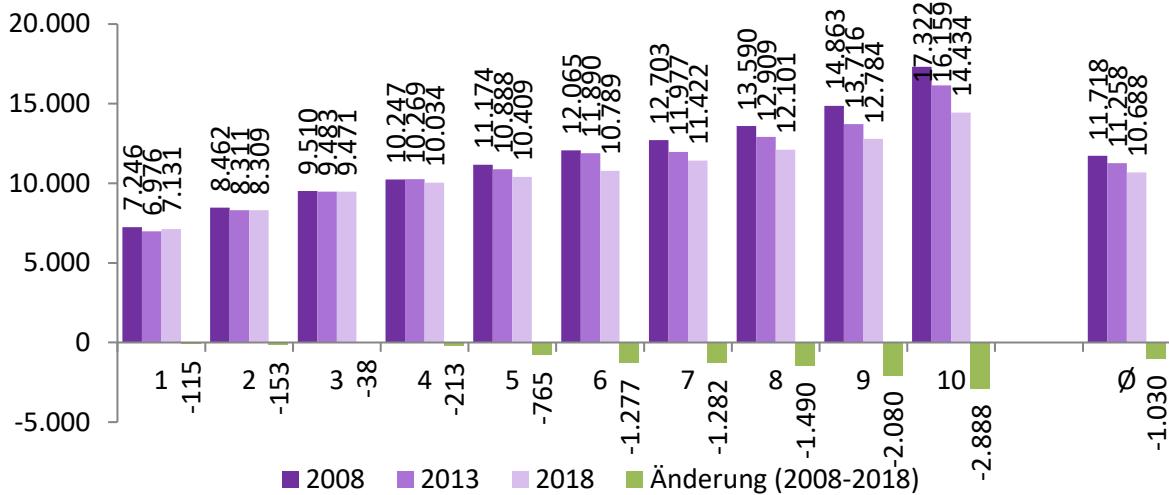
Wie oben bereits ausgeführt, fehlen einkommensschwachen Haushalten oftmals die finanziellen Mittel, um Energieeinsparungen realisieren zu können. Durch die nun aufgetretenen Energiepreisseigerungen hat dieses grundsätzliche Problem noch weiter an Relevanz gewonnen. Insbesondere, da für die oberen 20% des Jahresverbrauchs weiterhin die Vertragspreise gezahlt werden müssen, diese also besonders belasten.

Ein gelungenes und langfristig etabliertes Unterstützungsprogramm stellt der „Stromspar-Check“ dar, der vom Deutschen Caritasverband und dem Bundesverband der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands (eaD) durchgeführt wird.⁶ Dieses Programm, sowie ähnliche weitere, sollten unbedingt ausgebaut werden, sowohl um einkommensschwache Haushalte zu unterstützen, aber auch insgesamt um Energie zu sparen und zum Klimaschutz beizutragen. Denn die Klimaschutzziele werden nur erreichbar sein, wenn auch den Haushalten mit niedrigeren Einkommen ermöglicht wird, zum Klimaschutz beizutragen und an diesem teilzuhaben. Andernfalls drohen auch jenseits der jetzigen Preiserhöhungen regressive Verteilungswirkungen, z.B. wenn der CO₂-Preis weiter ansteigt. Wie oben bereits in Abbildung 1 dargestellt, konnten in den letzten Jahren insbesondere einkommensstärkere Haushalte ihren Energieverbrauch reduzieren. Wie in den Abbildungen 3 und 4 zu sehen ist, betrifft dies nicht nur den Strom-, sondern den gesamten Energieverbrauch der Bereiche Strom, Wärme und MIV (mobilisierter Individualverkehr). Sollte sich diese Entwicklung in ähnlicher Weise fortsetzen, könnten sich beispielsweise die derzeit klar progressiven Verteilungswirkung einer mit einem Klimageld verbundenen CO₂-Preiserhöhung irgendwann umdrehen. Ausführlich dargestellt ist diese Problematik in Held (2022)⁷. Von dieser Situation sind wir momentan im Durchschnitt noch weit entfernt, aber es sollte Sorge dafür getragen werden, dass auch einkommensschwache Haushalte stärker von Förderprogrammen zum energieeffizienten Wohnen profitieren können, sowie im Mobilitätsbereich der Öffentliche Verkehr stark ausgebaut werden, um allen Schichten eine nachhaltige Mobilität zu ermöglichen.

⁶ Weitere Informationen unter <https://www.stromspar-check.de/wir-ueber-uns/verbundpartner>

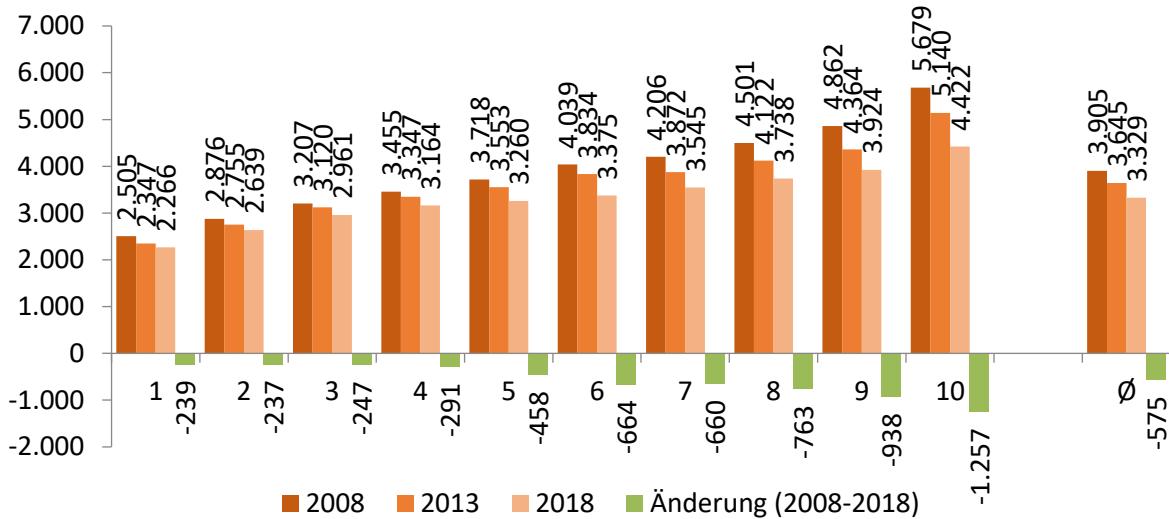
⁷ Held, B. (2022). Verteilungswirkungen einer CO₂-Bepreisung in Gegenwart und Zukunft. Ökologisches Wirtschaften - Fachzeitschrift, 37(1), 35–40. <https://doi.org/10.14512/OEW370135> . Auf Anfrage gerne auch Auskunft zu den Daten gegeben werden.

Abbildung 3: Energieverbrauch privater Haushalte, Summe Haushaltsstrom, Wärme, MIV (kWh/P/a)



Quelle: EVS 2008/2018, eigene Berechnungen

Abbildung 4: THG-Emissionen privater Haushalte (kg CO2e/P/a, Summe Haushaltsstrom, Wärme, MIV)



Quelle: EVS 2008/2018, eigene Berechnungen

3.6 Etablierung eines Direktzahlungsmechanismus (Soforthilfen, Klimageld)

Die Einführung eines Direktzahlungsmechanismus zur Auszahlung eines Klimageldes ist im Koalitionsvertrag bereits festgehalten. Die vergangenen Monate haben gezeigt, dass ein solches Instrument sehr hilfreich gewesen wäre, um die Soforthilfen nicht kompliziert über unterschiedliche Kanäle zahlen zu müssen. War dies bei Lohn- und Leistungsempfangenden noch unter mittlerem Aufwand möglich, so zeigte sich spätestens bei der Frage, wie Rentenbeziehende und Studierende erreicht werden könnten, wie schwierig umfassende Direktzahlungen derzeit umzusetzen sind.

Der Direktzahlungsmechanismus ersetzt dabei nicht direkt die Strom- und Gaspreisbremsen, würde aber zukünftig, insbesondere dann, wenn – anders als im derzeitigen Umsetzungsvorschlags des Bundesfinanzministeriums vom August 2022 vorgesehen - noch weitere Merkmale über die IBAN und BIC hinaus erfasst würden, verschiedene Möglichkeiten auch für differenzierte Direktzahlungen schaffen. Jenseits der Frage, ob nun weitere Merkmale erfasst werden, sollte aber unbedingt mehr Tempo bei der Etablierung des Direktzahlungsmechanismus gemacht werden. Eine Umsetzung bis Mitte 2023 wäre wünschenswert.⁸

3.7 Niedrigerer Garantiepreis für Heizstrom

Die Elektrifizierung des Wärmebereichs, insbesondere über Wärmepumpen, stellt einen zentralen Bestandteil der Wärmewende hin zur Klimaneutralität dar; jetzt wo Gas knapper und teurer geworden ist, umso mehr. Zu hohe Strompreise könnten diesen Prozess möglicherweise beeinträchtigen. Bislang gab es spezielle Heizstrom-Tarife, entweder Tag-/Nachttarife oder Wärmepumpentarife, bei denen die Netzbetreiber direkte Eingriffsmöglichkeiten haben. Diese Tarife lagen bislang preislich ein gutes Stück unterhalb der normalen Haushaltsstrom-Tarife. Es sollte vor diesem Hintergrund überlegt werden, einen niedrigeren Garantiepreis für Heizstrom einzuführen, z.B. von 30 Ct/kWh.

3.8 Einführung eines fixierten Preises für Einsparungen über 20%

Da dieser Punkt etwas komplexer ist und in anderen Publikationen weniger beschrieben, wird diesem hier mehr Raum gegeben.

3.8.1 Kurz zusammengefasst

Dadurch, dass auch Einsparungen von über 20% nach der aktuell vorgeschlagenen Methodik – zumindest nach der Darstellung in dem „Überblickspapier der Bundesregierung zur Gas- und Strompreisbremse“ vom 25.11.⁹ – mit dem individuellen Vertragspreis (z.B. 65 Ct/kWh) vergütet werden sollen, entsteht für Haushalte, die sicher mehr als 20% einsparen können, der Anreiz, einen möglichst teuren Tarif zu wählen, denn – plakativ ausgedrückt:

Je höher der Vertragspreis, desto mehr Geld gibt's vom Staat!

Dem könnte einfach abgeholfen werden, in dem **für Einsparungen von mehr als 20% ein für alle gleicher fixierter Preis eingeführt würde**. Prinzipiell könnte dieser Preis frei gewählt werden: je höher, desto höher wären die Einsparanreize. Aus verteilungspolitischer Sicht bietet sich aber ein Preis an, der dem jeweiligen Garantiepreis entspricht (40 Ct/kWh bzw. 12 Ct/kWh) bzw. zumindest nicht weit darüber liegt. Denn es ist anzunehmen, dass insbesondere einkommensstärkere Haushalte die Möglichkeit besitzen, mehr als 20% einzusparen.

⁸ Vergleiche dazu unter anderem auch die Forderung des VZBV in Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (2022): Strompreis bleibt euer, soll aber gedeckelt werden. URL: https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-11/22-11-22_Stellungnahme %20vzbv_Strompreisbremse_fin_k.pdf

⁹ BMWK (2022): Überblickspapier der Bundesregierung zur Gas- und Strompreisbremse. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/gas-strompreis-bremse-uebersicht.pdf?blob=publicationFile&v=6>

Nachfolgend werden zunächst eine ausführlichere Problembeschreibung gegeben, dann der Lösungsansatz näher erläutert und abschließend konkrete Zahlenbeispiele präsentiert, die die Problematik und den Lösungsansatz illustrieren.

3.8.2 Problembeschreibung

Um Anreize zum Energiesparen zu setzen, sollen sowohl bei Gas- als auch Strompreisbremse die eingesparten Kilowattstunden in der Jahresendabrechnung rückerstattet werden. Grundsätzlich ist dies ein mögliches Vorgehen, allerdings ergeben sich aus der derzeitigen Ausgestaltung Fehlanreize, die mittels einer einfachen Ergänzung vermieden werden könnten.

Die bisher vorgeschlagene Methodik sieht vor, dass für die Rückerstattung die gesamten eingesparten Kilowattstunden mit dem individuellen Vertragspreis (z.B. 50 Ct/kWh) multipliziert werden sollen. Für den Teil der Einsparungen, die außerhalb des von der jeweiligen Bremse abgedeckten Bereichs liegen (>80%), ist dies unstrittig richtig, haben die VerbraucherInnen doch den jeweiligen Preis auch zunächst zu viel über ihre Monatsabrechnungen gezahlt.

Allerdings wird diese Berechnungsregel problematisch, sobald Haushalte mehr als 20% einsparen können. Auch für diesen Fall sieht die derzeitige Methode vor, dass die zusätzlich eingesparten kWh (>20%) ebenfalls mit dem individuellen Vertragspreis (z.B. 50 Ct/kWh) vergütet bekommen. Allerdings haben die VerbraucherInnen für diese Einsparungen, die höher als 20% liegen, nur den reduzierten Garantiepreis von 40 Ct/kWh (bzw. 12 Ct/kWh) gezahlt. Sie erhalten also höhere Rückerstattungen, als sie ansonsten gezahlt hätten. Nimmt man an, dass alle VerbraucherInnen den gleichen individuellen Arbeitspreis bezahlen, so kann man dies im Sinne einer Einsparprämie als zusätzlichen Einsparanreiz durchaus ebenfalls gutheißen. Allerdings weichen die individuellen Vertragspreise derzeit stark voneinander ab, so dass es zu sehr unterschiedlichen Prämienzahlungen kommt. Besonders kritisch ist, dass ein fataler Fehlanreiz entsteht, sobald die VerbraucherInnen sicher davon ausgehen, dass sie mehr als 20% einsparen können:

Es entsteht der Anreiz, den Tarif mit dem höchsten Vertragspreis zu wählen. Denn die Differenz im subventionierten Kontingent der 80% übernimmt in jedem Fall der Staat, für jede zusätzlich eingesparte kWh bekomme ich aber umso mehr, je höher der Vertragspreis ist.

Es ist schwer abzuschätzen, wie groß der Anteil derjenigen ist, die sicher mehr als 20% einsparen können und auch erst bei größeren Einsparungen von mehr als 30-40% werden die Effekte besonders relevant. Aber es lassen sich sowohl bei der Strompreisbremse, als auch bei der Gaspreisbremse verschiedene Situationen plausibel herleiten, die solche Einsparungen wahrscheinlich machen, wie z.B. die Inbetriebnahme einer PV-Anlage, der Austausch der Heizungsanlage, die energetische Sanierung, Zweitwohnsitze, Ferienwohnungen. Anzunehmen ist dabei, dass einkommensstärkere Haushalte solche Möglichkeiten in größerem Umfang realisieren können als einkommensschwächere Haushalte, denen dafür oft die Mittel und die Befugnisse fehlen. In jedem Fall gibt es eine relativ simple Lösung für dieses Problem.

3.8.3 Lösungsansatz: Einführung eines fixierten Preises für Einsparungen von über 20%

Wird ein fixierter Preis für die Einsparungen von über 20% eingeführt, so entfällt der Fehlanreiz einen möglichst teuren Tarif abzuschließen, der sonst für diejenigen bestanden hätte, die sicher davon ausgehen mehr als 20% einsparen zu können. Denn dann wäre die Einsparprämie unabhängig vom individuellen Vertragspreis. Die konkrete Höhe des fixierten Preises könnte dabei grundsätzlich frei gewählt werden. Die Einsparanreize wären natürlich umso höher, je höher der fixierte Preis gewählt wird. Vor dem oben erwähnten Hintergrund, dass davon auszugehen ist, dass eher wohlhabendere Haushalte davon profitieren werden, bietet sich aus verteilungspolitischer Sicht eher an, den fixierten Preis am Garantiepreis zu orientieren, sprich 40 bzw. 12 Ct/kWh.

Die Umsetzung könnte dabei genauso wie derzeit geplant über die Jahresabrechnungen erfolgen. Diese müssten allein in einem weiteren Schritt unterscheiden zwischen Einsparungen unter 20% und über 20% und entsprechend differenziert die Rückerstattung mit dem individuellen Vertragspreis (für Einsparungen <20%) und dem fixierten Preis (für Einsparungen >20%) berechnen.

3.8.4 Beispielrechnungen

Die Beispielrechnungen werden für die Strompreisbremse durchgeführt. Die Zusammenhänge gelten jedoch in gleicher Weise auch für die Gaspreisbremse. Als Beispielhaushalt wurde derjenige gewählt, der von der BReg im „Überblickspapier der Bundesregierung zur Gas- und Strompreisbremse“¹⁰ dargestellt ist.

Wie in Tabelle 1 in den orange markierten Feldern zu sehen ist, ist die zusätzliche Rückerstattung durch die Einsparungen von mehr als 20% stark abhängig vom individuellen Vertragspreis. Während bei HH4 mit einem Vertragspreis von 50 Ct/kWh „nur“ 225 € zusätzliche Rückerstattung stehen („5: Realisierte Stromeinsparung >20%“ x „10: Differenz zu Vertragspreis“), sind es bei HH5: mit einem Vertragspreis von 65 Ct/kWh mit 563 € 2,5-mal soviel. Das liegt daran, dass die Differenz zwischen Vertragspreis und Garantiepreis (siehe Zeile 10: in Tabelle) bei HH5 mit 25 Ct/kWh 2,5-mal so hoch liegt wie bei Haushalt 4 (10 Ct/kWh). Wie beim Vergleich mit Haushalt 6 sichtbar wird, entsteht auch die paradoxe Situation, dass es sich mehr lohnt einen besonders teuren Tarif zu wählen, als mehr einzusparen. Denn HH spart 10% mehr Energie ein, der Arbeitspreis liegt aber nur bei 50 Ct/kWh. Im Ergebnis zahlt er dann mehr als HH5, der „nur“ 70% einspart.

Nun sind die Beispiele mit Einsparungen von 70% bzw. 80% zur Illustration sehr hoch gewählt, dass grundsätzliche Problem tritt aber ab der Situation ein, wenn mehr als 20% eingespart werden. Mit steigender Einsparung wird es natürlich umso relevanter, genauso mit steigendem Verbrauch. Und je höher der individuelle Vertragspreis ist, desto mehr zahlt es sich aus.

¹⁰BMWK (2022): Überblickspapier der Bundesregierung zur Gas- und Strompreisbremse. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/gas-strompreis-bremse-uebersicht.pdf?blob=publicationFile&v=6>

Tabelle 1: Berechnungen nach der derzeit von der BReg vorgeschlagenen Methode

Position	Einheit	Beispielshaushalt, die sich unterscheiden nach I: Energieeinsparung und II: Vertragspreis						
		HH 1: 0% & 50 Ct	HH 2: -20% & 50 Ct	HH 3: -30% & 50 Ct	HH 4: -70% & 50 Ct	HH 5: -70% & 65 Ct	HH 6: -80% & 50 Ct	
		Verbräuche						
1: Bisheriger Stromverbrauch	<i>kWh</i>	4.500						
2: Grundkontingent (80%)	<i>kWh</i>	3.600						
3: Realisierte Stromeinsparung	%	0	20%	30%	70%	70%	80%	
4: Realisierte Stromeinsparung	<i>kWh</i>	0	900	1.350	3.150	3.150	3.600	
5: Realisierte Stromeinsparung >20%	<i>kWh</i>	0	0	450	2.250	2.250	2.700	
6: Verbrauch nach Stromeinsparung	<i>kWh</i>	4.500	3.600	3.150	1.350	1.350	900	
7: Verbrauch für den Vertragspreis gezahlt werden muss (>80% des bis- herigen Verbrauchs)	<i>kWh</i>	900	0	0	0	0	0	
		Preise						
8: Vertragspreis	<i>Ct/kWh</i>	50			65	65	50	
9: Garantiepreis	<i>Ct/kWh</i>	40						
10: Differenz zu Vertragspreis	<i>Ct/kWh</i>	10			25	25	10	
		Kosten						
11: Kosten ohne Strompreisbremse	€	2.250	1.800	1.575	675	878	450	
12: Reduktion durch Garantiepreis	€	360	360	315	135	338	90	
13: Zusätzliche Rückerstattung durch Energie-Einsparung, wenn Vertrags- preis > Garantiepreis	€	0	0	45	225	563	270	
14: Kosten mit Strompreisbremse	€	1.890	1.440	1.215	315	-23	90	

In Tabelle 2 ist die Berechnung nach Etablierung eines fixierten Preises in Höhe des Garantiepreises von 40 Ct/kWh angenommen (neue Zeile 9:). Für Haushalte, die maximal 20% (HH 1 und HH2) einsparen, ändert sich wie im Vergleich zur Methode der BReg nichts, wie der Vergleich mit Tabelle 1 zeigt. Wie in Zeile „13: Zusätzliche Rückerstattung durch Energie-Einsparung, wenn Vertragspreis > Garantiepreis“ zu sehen ist, ändert sich aber die Situation für Haushalte, die mehr als 20% einsparen. Für HH3 bis HH6 gibt es nun keine weitere Rückerstattung über das hinaus, was die VerbraucherInnen zunächst in ihren Monatsabrechnungen zu viel gezahlt haben. Zeile 13 ist also in allen Fällen = 0. Einsparungen lohnen sich aber natürlich weiterhin, nur bekommen die VerbraucherInnen „nur“ noch 40 Ct/kWh dafür und keine weitere Prämie auf Basis ihres möglichst hoch gewählten Vertragspreises. Wie beim Vergleich von HH5 und HH6 zu sehen ist, sind nun immer die tatsächlichen Energieeinsparungen entscheidend dafür, wer mehr einspart, und nicht die Differenz von Vertragspreis und Garantiepreis.

Tabelle 2: Alternative 1: Berechnungen mit fixiertem Preis = Garantiepreis (40 Ct/kWh) für Energieeinsparungen >20%

Position	Einheit	Beispielshaushalt, die sich unterscheiden nach I: Energieeinsparung und II: Vertragspreis					
		HH 1: 0% & 50 Ct	HH 2: -20% & 50 Ct	HH 3: -30% & 50 Ct	HH 4: -70% & 50 Ct	HH 5: -70% & 65 Ct	HH 6: -80% & 50 Ct
Verbräuche							
1: Bisheriger Stromverbrauch	kWh	4.500					
2: Grundkontingent (80%)	kWh	3.600					
3: Realisierte Stromeinsparung	%	0	20%	30%	70%	70%	80%
4: Realisierte Stromeinsparung	kWh	0	900	1.350	3.150	3.150	3.600
5: Realisierte Stromeinsparung >20%	kWh	0	0	450	2.250	2.250	2.700
6: Verbrauch nach Stromeinsparung	kWh	4.500	3.600	3.150	1.350	1.350	900
7: Verbrauch für den Vertragspreis gezahlt werden muss (>80% des bisherigen Verbrauchs)	kWh	900	0	0	0	0	0
Preise							
8: Vertragspreis	Ct/kWh	50			65	50	
9: Garantiepreis & fixierter Preis für Einsparungen über 20%	Ct/kWh	40					
10: Differenz zu Vertragspreis	Ct/kWh	10			25	10	
Kosten							
11: Kosten ohne Strompreisbremse	€	2.250	1.800	1.575	675	878	450
12: Reduktion durch Garantiepreis	€	360	360	315	135	338	90
13: Zusätzliche Rückerstattung durch Energie-Einsparung, wenn Vertrags- preis > Garantiepreis	€	0	0	0	0	0	0
14: Kosten mit Strompreisbremse	€	1.890	1.440	1.260	540	540	360

In Tabelle 3 ist schließlich die Situation abgebildet, wenn der fixierte Preis etwas oberhalb des Garantiepreises gewählt wird, nämlich bei 45 Ct/kWh. Einsparungen lohnen sich nun etwas mehr, was an den im Vergleich zu Tabelle 2 niedrigeren letztendlichen Kosten sichtbar wird (Zeile 14:). Es bleibt aber erhalten, dass der Haushalt am meisten spart, der die meiste Energie einspart.

Tabelle 3: Alternative 2: Berechnungen mit fixiertem Preis = 45 Ct/kWh für Energieeinsparungen >20%

Position	Einheit	Beispielshaushalt, die sich unterscheiden nach I: Energieeinsparung und II: Vertragspreis					
		HH 1: 0% & 50 Ct	HH 2: -20% & 50 Ct	HH 3: -30% & 50 Ct	HH 4: -70% & 50 Ct	HH 5: -70% & 65 Ct	HH 6: -80% & 50 Ct
Verbräuche							
1: Bisheriger Stromverbrauch	<i>kWh</i>	4.500					
2: Grundkontingent (80%)	<i>kWh</i>	3.600					
3: Realisierte Stromeinsparung	%	0	20%	30%	70%	70%	80%
4: Realisierte Stromeinsparung	<i>kWh</i>	0	900	1.350	3.150	3.150	3.600
5: Realisierte Stromeinsparung >20%	<i>kWh</i>	0	0	450	2.250	2.250	2.700
6: Verbrauch nach Stromeinsparung	<i>kWh</i>	4.500	3.600	3.150	1.350	1.350	900
7: Verbrauch für den Vertragspreis gezahlt werden muss (>80% des bisherigen Verbrauchs)	<i>kWh</i>	900	0	0	0	0	0
Preise							
8: Vertragspreis	<i>Ct/kWh</i>	50					
9: Garantiepreis	<i>Ct/kWh</i>	40					
10: Differenz zu Vertragspreis	<i>Ct/kWh</i>	10					
F1: Fixierter Preis für Einsparungen über 20%	<i>Ct/kWh</i>	45					
F2: Differenz zu Garantiepreis	<i>Ct/kWh</i>	5					
Kosten							
11: Kosten ohne Strompreisbremse	€	2.250	1.800	1.575	675	878	450
12: Reduktion durch Garantiepreis	€	360	360	315	135	338	90
13: Zusätzliche Rückerstattung durch Energie-Einsparung, wenn Vertrags- preis > Garantiepreis	€	0	0	23	113	113	135
14: Kosten mit Strompreisbremse	€	1.890	1.440	1.238	428	428	225

4 Literaturverzeichnis

- Becker, I./ Held, B. (2021): Regelbedarfsbemessung – eine Alternative zum gesetzlichen Verfahren. Berechnungen auf Basis der EVS 2018 unter Berücksichtigung von normativen Vorgaben der Diakonie Deutschland. Herausgegeben von der Diakonie Deutschland, Berlin. URL: https://www.diakonie.de/fileadmin/user_upload/Diakonie/PDFs/Pressmitteilung_PDF/DK_Regelbedarfe_210823_Web.pdf
- BMWK (2022): Überblickspapier der Bundesregierung zur Gas- und Strompreisbremse. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/gas-strompreis-bremse-uebersicht.pdf?blob=publicationFile&v=6>
- Held, B. (2018): Auswirkungen der Internalisierung externer Kosten des Konsums - Eine empirische Analyse der sozialen Verteilungswirkungen. Dissertation. Universität Heidelberg. URL: <http://www.ub.uni-heidelberg.de/archiv/25200>
- Held, B. (2019): "Einkommensspezifische Energieverbräuche privater Haushalte. Eine Berechnung auf Basis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe", in: Wirtschaft und Statistik 2/2019, 72-85. URL: <https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2019/02/einkommensspezifische-energieverbraeuche-022019.pdf>
- Held, B. (2022). Verteilungswirkungen einer CO2-Bepreisung in Gegenwart und Zukunft. Ökologisches Wirtschaften - Fachzeitschrift, 37(1), 35–40. <https://doi.org/10.14512/OEW370135>
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2022): Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten. Jahresgutachten 2022/23. URL: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223_Gesamtausgabe.pdf
- Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (2022): Strompreis bleibt euer, soll aber gedeckelt werden. URL: https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-11/22-11-22_Stellungnahme_%20vzbv_Strompreisbremse_fin_k.pdf



Stellungnahme
50Hertz Transmission GmbH

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart 05.12.2022 |
Seite 1 von 3

STELLUNGNAHME DER VIER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM ENTWURF EINER FORMULIERUNGSHILFE DER BUNDESREGIERUNG FÜR DIE FAKTIONEN DER SPD, VON BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN UND DER FDP FÜR EINEN GESETZENTWURF ZUR EINFÜHRUNG EINER STROMPREISBREMSE UND ZUR ÄNDERUNG WEITERER ENERGIERECHTLICHER BESTIMMUNGEN

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung bedanken sich für die Möglichkeit der Stellungnahme zu dem vorliegenden Gesetzentwurf zur Ausgestaltung der Strompreisbremse in Deutschland.

Wir bekraftigen unsere Unterstützungs- sowie Verantwortungsbereitschaft in dieser für den Energiemarkt schwierigen Situation. Nachfolgend erhalten Sie die aus Sicht der ÜNB wichtigsten Anmerkungen.

1. Kein Zwischenfinanzierungsrisiko für ÜNB schaffen:

Die ÜNB sind bereit, im Sinne der Verbraucherinnen und Verbraucher ihren Beitrag zu leisten, damit die Strompreisbremse schnell greifen kann. Dabei muss aber sichergestellt sein, dass wir durch die Umsetzung der Strompreisbremse nicht selbst in finanzielle Schieflage geraten. Aus Sicht der ÜNB muss dementsprechend klargestellt werden, dass keine Auszahlungen getätigt werden können, bevor nicht ausreichend Guthaben auf den Bankkonten nach § 26 Abs. 1 StromPBG vorhanden ist. Daher sollten sämtliche Paragraphen dahingehend angepasst werden, dass Auszahlungsansprüche unter dem Vorbehalt stehen, dass der Anspruch auf Zwischenfinanzierung der ÜNB gegenüber der Bundesrepublik Deutschland vor der jeweiligen Auszahlungspflicht bereits erfüllt worden ist. Für § 20 könnte eine entsprechende Regelung wie folgt formuliert werden:

§ 20 StromPBG: Ausgleich zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern

Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben einen finanziellen Anspruch auf Erstattung der nach § 4 Absatz 1 geleisteten Entlastungsbeträge gegenüber dem für die betreffende Netzentnahmestelle regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Die Auszahlung des Anspruchs der Elektrizitätsversorgungsunternehmen steht unter dem Vorbehalt, dass der Zwischenfinanzierungsanspruch der Übertragungsnetzbetreiber nach § 25 erfüllt wurde und auf den Bankkonten nach § 26 Abs. 1 StromPBG ausreichende Beträge vorhanden sind, um die Zahlungsansprüche der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu erfüllen.

Eine entsprechende Formulierung sollte ebenfalls für die §§ 22 Abs. 2, 23 StromPBG aufgenommen werden. Darüber hinaus sollte § 25 wie folgt angepasst werden, damit jederzeit sichergestellt ist, dass sämtliche Ausgabenpositionen aus einem positiven Kontostand der Bankkonten nach § 26 Abs. 1 StromPBG beglichen werden können.

§ 25 StromPBG: Anspruch auf Zwischenfinanzierung, öffentlich-rechtlicher Vertrag

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegen die Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf vollständige Zwischenfinanzierung sämtlicher ~~der~~ Ausgaben nach diesem Gesetz ~~Teil-2~~. Nähere Bestimmungen zu den Zahlungen der Bundesrepublik Deutschland und zu Rückzahlungen der

Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart 05.12.2022 | Seite 2 von 3

Zwischenfinanzierung aus Erlösen nach Teil 3 werden bis zum 15. Februar 2023 in einem öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesrepublik Deutschland geregelt. Die Bundesrepublik Deutschland wird vertreten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Der Abschluss des Vertrags bedarf des Einvernehmens mit dem Bundesministerium der Finanzen.

2. Systembruch durch Einführung von Inkassopflichten für ÜNB vermeiden:

Die ÜNB regen eine Streichung von § 41 Abs. 6 StromPBG an. In der Regelung besteht ein Systembruch zwischen der öffentlich-rechtlichen Festsetzung des Abschöpfungsbetrags durch die Bundesnetzagentur nach § 41 Abs. 3 StromPBG und der anschließenden zivilrechtlichen Durchsetzung des „Vollzugs der Zahlung“ aus dem bestandskräftigen Verwaltungsakt durch die ÜNB. Aus Sicht der ÜNB sollte dieser Bescheid durch eine Verwaltungsvollstreckungsbehörde vollstreckt werden. Bei zivilrechtlicher Vollstreckung durch die ÜNB wären diese auf die Zuhilfenahme staatlicher Vollstreckungsbehörden und die vorherige Erlangung eines zivilrechtlichen Vollstreckungstitels – ggf. im Rahmen eines sich u.U. über mehrere Instanzen erstreckenden Zivilprozesses – angewiesen. Es erscheint zudem nicht klar, was genau ein von den ÜNB angerufenes Zivilgericht angesichts eines bestandskräftigen Bescheids noch prüfen und entscheiden sollte.

Diese Regelung ist auch deswegen abzulehnen, weil sie nicht dem im StromPBG festgelegten Standardprozess entspricht, wonach Betreiber von Stromerzeugungsanlagen die Überschusserlöse an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist (Anschlussnetzbetreiber), zu zahlen haben. Die Weiterleitung dieser Gelder durch den Anschlussnetzbetreiber an den regelzonenverantwortlichen ÜNB entspricht auch dem bewährten EEG-Abwicklungsmechanismus.

Für den Fall, dass die angeregte Streichung von § 41 Abs. 6 StromPBG nicht übernommen wird, schlagen die ÜNB hilfsweise folgende Anpassung des § 41 Abs. 5 und 6 StromPBG vor:

§ 41 StromPBG: Festsetzungen der Bundesnetzagentur

(5) Die Festsetzung des Geldbetrags nach Absatz 3 erfolgt mit der Maßgabe, dass der Betreiber der Stromerzeugungsanlage den Geldbetrag innerhalb von vier Wochen ab der Bestandskraft der Festsetzung ~~auf das von dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nach § 26 Absatz 1 bereitgestellte Konto~~ an den Netzbetreiber, an dessen Netz ihre Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, zahlen muss. Die Bundesnetzagentur teilt dem ~~regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber~~ Netzbetreiber, an dessen Netz ihre Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, die bestandskräftige Festsetzung mit.

(6) Wenn die Zahlung des durch die Bundesnetzagentur festgesetzten Geldbetrages nach den Absätzen 4 bis 5 nicht oder nicht fristgerecht gegenüber dem ~~regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber~~ Netzbetreiber, an dessen Netz ihre Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, erfolgt, ist dieser berechtigt und verpflichtet, die Erfüllung der Zahlungspflicht des Betreibers der Stromerzeugungsanlage in der festgesetzten Höhe auf dem Rechtsweg durchzusetzen.

3. Haftung angemessen ausgestalten:

Die Haftungsregelung sollte die den ÜNB auferlegten gesetzlichen Aufgaben angemessen abbilden. Um dies sicherzustellen, schlagen die ÜNB eine Klarstellung des § 35 Abs. 6 StromPBG vor:

Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart 05.12.2022 | Seite 3 von 3

§ 35 StromPBG: Formularvorgaben und digitale Übermittlung

(6) Eine Haftung der Übertragungsnetzbetreiber für Schäden, die aus der **Bereitstellung und** Verwendung **der Formularvorlagen oder** Internetplattform **nach Absatz 4** entstehen, ist ausgeschlossen; dies gilt nicht für Vorsatz.



**Stellungnahme
des Verbandes kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)**

zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

**Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer
energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

siehe Anlage

› STELLUNGNAHME

zur Formulierungshilfe der Bundesregierung für ein Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen vom 25.11.2022

Berlin, 29.11.2022

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 283.000 Beschäftigten wurden 2019 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 13 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Gas 67 Prozent, Trinkwasser 91 Prozent, Wärme 79 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 203 Unternehmen investieren pro Jahr über 700 Millionen Euro. Beim Breitbandausbau setzen 92 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude. 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.

Grundlegende Erwägungen zu den Energiepreisbremsen

An machbaren Fristen unbedingt festhalten

Die Energiepreisbremsen für Gas, Wärme und Strom betreffen ein Massengeschäft mit vielen Millionen Verträgen und Tarifen. Die Einführung der Kontingentlösung verlangt tragfähige Lösungen für jede Kundenbeziehung. Dies ist vor allem eine Herausforderung für die IT-Implementierung. Der in den Gesetzentwürfen vorgesehene Zeithorizont – Januar für RLM-Kunden, März rückwirkend für Haushalte – beschreibt das absolute zeitliche Minimum. Eine weitere Verkürzung oder andere Modelle werden zwangsläufig zu Verzögerungen führen und riskieren die Akzeptanz und den Erfolg der Maßnahmen.

Unterschiedliche Regelungen vereinheitlichen, Branchenstandards nutzen

Die reibungslose Umsetzung der Energiepreisbremsen verlangt praktikable und einheitliche Regelungen. Deshalb müssen angehobene Grundpreise Bestand haben. Informationspflichten zur Entlastung sollten klar, aber angesichts des Zeitdrucks auch bis zum 1. März sämtlich flexibel handhabbar sein. Um den Aufwand weiter zu begrenzen, sind Anspruchsgruppen für Stromlieferungen bei 100.000 kWh und nicht bei 30.000 kWh abzugrenzen. Abwendungsvereinbarungen, um Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden, müssen in EnWG und Grundversorgungsverordnungen einheitlich sein.

Keine zusätzliche Bürokratie schaffen, Komplexität vermeiden

Zeitplan und Differenzierung der Regelungen sind sehr anspruchsvoll. Weitere Vorgaben erhöhen Aufwand und Fehleranfälligkeit, vor allem aber stellen sie den Zeitplan in Frage. Deshalb sollten Obergrenzen und Antragsverfahren für abweichende Entlastungsregelungen unbedingt vermieden werden. Sie beinhalten jeweils neue Geschäftsprozesse, die zusätzlich organisiert werden müssen. Auch die Überlegung, soziale Differenzierungsdaten bei Versorgern vorzuhalten, ist unpraktikabel und würde den Prozess gefährden. Das gilt auch für Missbrauchskontrollen, deren Vollzug fraglich ist.

Investitionen in Kraft-Wärme-Kopplung und dezentrale Erzeugung nicht gefährden

Die Energiepreisbremsen sichern den sozialen Frieden und die Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft. Beides ist auch Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende. Deshalb aber darf das Krisenmanagement nicht zu Maßnahmen greifen, die das Vertrauen von Investoren in die Vorhaben und Verlässlichkeit der Klimaziele zerstören. Genau das aber bewirkt die kurzfristige und willkürliche Streichung der Entgelte für dezentrale Einspeisung (vNNE – vermiedene Netznutzungsentgelte), weil sie die Strom- und Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen als Rückgrat eines klimaneutralen Energiesystems in Frage stellt. Infolge solcher Entscheidungen droht Attentismus in der Energiewende.

Erlösabschöpfung rechtssicher und sachgerecht ausgestalten

Die kommunalen Unternehmen unterstützen die Bundesregierung in ihrer Zielsetzung, möglichst schnell Entlastung für die Verbraucherinnen und Verbraucher, auch bei den Stromkosten, zu schaffen. Vor diesem Hintergrund ist die Abschöpfung von Zufallserlösen aus Effekten der derzeitigen Energiekrise grundsätzlich nachvollziehbar. Die Art der Umsetzung begegnet jedoch erheblichen Bedenken.

Außerdem sollte, um negative Folgen für die Investitionssicherheit im Rahmen der Energiewende zu vermeiden, der Ausnahmeharakter durch eine strikte Befristung dokumentiert werden. Zugleich muss mit der Ausnahme von Biomasse, Altholz, Abfall, Klärschlamm, Klär- und Grubengas eine Überabschöpfung und Benachteiligung klimaschonender Brennstoffe und Erzeugungsformen vermieden werden; insbesondere, wenn es sich um KWK-Anlagen handelt. Mindestens aber sind die betreffenden Erlösobergrenzen und Sicherheitszuschläge anzuheben.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Die Unternehmen der kommunalen Versorgungs- und Entsorgungswirtschaft sind in allen Segmenten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aktiv. Durch die Errichtung und den Betrieb von Wind- und Solarparks, Solarenergie auf Dächern sowie Biomasse-, Geothermie-, Wasserkraft- und Grubengasanlagen tragen sie in erheblichem Maße zum Übergang in eine treibhausgasneutrale Gesellschaft bei. Gleichermaßen gilt für die Nutzung energetischer Potenziale aus der Abfall- und Abwasserbehandlung. Die Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus hat einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in erneuerbare Energien und die Investitionsfähigkeit in der Zukunft.

Die geplanten Änderungen im KWKG beeinflussen die geschäftlichen Aktivitäten von rund 600 Unternehmen, die im Bereich Wärmeversorgung einen jährlichen Umsatz von 5 Mrd. Euro generieren, 1,1 Mrd. Euro pro Jahr investieren und ca. 11.000 Beschäftigte einsetzen.¹ Dezentrale KWK-Anlagen, wie sie zum Kerngeschäft der kommunalen Energiewirtschaft gehören, sind in der Lage, hocheffizient und flexibel eine verlässliche Versorgung mit Strom und Wärme in einem durch die erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem sicherzustellen. Sie sind der verlässliche Partner der volatilen erneuerbaren Energien und tragen auch durch ihre hohe Ressourceneffizienz zum Klimaschutz bei. Als Wärmequelle in kommunalen Wärmenetzen und Contractinglösungen leisten KWK-Anlagen einen wesentlichen Beitrag zu einer kosteneffizienten Versorgung mit Wärme, von denen in der Regel Mieter in Mehrfamilienhäusern besonders stark profitieren können. Sie sind damit die effizienteste Form, um den auch im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien geforderten Zubau gesicherter und flexibler Leistung zu realisieren.

¹ VKU-Erhebung „Zahlen, Daten, Fakten 2021“

Die beabsichtigten Neuregelungen im EnWG zur Unterbrechung der Versorgung von Haushaltkunden außerhalb der Grundversorgung und die parallel beabsichtigten Änderungen in den Strom- und Gasgrundversorgungsverordnungen betreffen die kommunalen Unternehmen gleichermaßen in ihrer Funktion als Energielieferanten außerhalb der Grundversorgung und als Grundversorger selbst. Dabei werden beide Markttrollen regelmäßig auch im Grundversorgungsgebiet zugleich wahrgenommen.

Positionen des VKU in Kürze

Die kommunalen Unternehmen unterstützen die Bundesregierung in ihrer **Zielsetzung**, möglichst schnell Entlastung für die Verbraucherinnen und Verbraucher, auch bei den Stromkosten, zu schaffen. Vor diesem Hintergrund ist die Abschöpfung von Zufallserlösen aus Effekten der derzeitigen Energiekrise **grundsätzlich nachvollziehbar**.

Der Gesetzentwurf beinhaltet jedoch ein **sehr komplexes Vorhaben mit hoch ambitioniertem Zeitplan**, der insbesondere mit der Erlösabschöpfung massiv in etablierte Marktmechanismen mit dem Risiko gravierender Nebenwirkungen eingreift: Die vorgeschlagenen technologiespezifischen Erlösobergrenzen, die geplante Abschöpfung von fiktiven statt realen Erträgen und die Fokussierung auf den Spotmarkt führen zu enormen ökonomischen Schieflagen und Rechtsunsicherheit. Auch besteht die Gefahr, dass die systemnotwendigen Funktionen von Termin- und Spotmarkt und die Liquidität der Handelsplätze gefährdet werden, die für Preisstabilität und Systemdienstleistungen wichtig sind. Zudem wird der operative Aufwand immens sein. Trotz des Stichtags 01.03.2023 handelt es sich nach wie vor um einen knapp bemessenen Umsetzungszeitrahmen. Aus diesen Gründen sollte ein **Steuermodell** als weniger harter Markteingriff und Alternative zu dem jetzt beabsichtigten Modell intensiv geprüft werden.

Kernpositionen des VKU zum vorliegenden Gesetzentwurf sind:

- **Vermiedene Netznutzungsentgelte als wichtige Erlöskomponente erhalten:** Die – unabhängig von der Einführung der Strompreisbremse geplante – Streichung des Entgelts für dezentrale Einspeisung (§ 120 EnWG und § 18 StromNEV) bedroht den Weiterbetrieb dringend benötigter Anlagen, insb. KWK-Anlagen, und steht damit im Widerspruch zur übergeordneten Krisenbewältigungsstrategie, das Stromangebot auszuweiten. Negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die Strompreise und die Stromnetze können die Folge der Abschaffung sein. Da die vNNE-Erlöse bei der Kalkulation des Fernwärmepreises kostendämpfend berücksichtigt worden, besteht auch dort die Gefahr von Preissteigerungen. Die Streichung steht damit auch den mittelfristigen Zielen, die stromseitige Kapazitätslücke zu schließen und Wärmenetze schnell auszubauen, entgegen.

- **Keine rückwirkende Einführung einer Erlösabschöpfung:** Der VKU begrüßt, dass die Formulierungshilfe der Bundesregierung von einer rückwirkenden Abschöpfung ab September 2022 absieht und den Starttermin auf den 1. Dezember 2022 legt. Die ursprünglich vorgesehene Rückwirkung ab 01.09.2022 wäre ein fatales Signal für den Investitionsstandort Deutschland gewesen.
- **Keine Verlängerung über den 30.06.2023 hinaus:** Eine strikte Befristung der vorgeschlagenen Regelung zur „Abschöpfung“ halten wir für zwingend notwendig, insb. um Planungs- und Investitionssicherheit für EE-Projekte zu schaffen. Die drohende Verlängerung bis zum 30.04.2024 durch einfache Rechtsverordnung lehnen wir ab, auch unter dem Aspekt, dass für die Anlagenbetreiber auch die Gefahr besteht, dass die Stromerlöse zeitweise deutlich unter die bei der Investitionsentscheidung angenommenen Marktpreise fallen.
- **Erweiterung der nicht abzuschöpfenden Technologien:** Von der Abschöpfung sollten auch ausgenommen werden: Die Verstromung von Biomasse, Altholz, Abfall, Klärschlamm/Klärgas, Grubengas, Veredelte Braunkohle-Produkte. Dies gilt insbesondere, wenn es sich um KWK-Anlagen handelt, weil aufgrund der oft wärmegeführten Fahrweise Besonderheiten bei der Erlössituation am Strommarkt bestehen, die der Abschöpfungsmechanismus nicht berücksichtigt.
- **Referenzkosten und Sicherheitszuschläge anheben:** Zumindest aber müssen die Erlösobergrenzen und Sicherheitszuschläge deutlich angehoben werden, um Ungenauigkeiten bei der fiktiven Erlösermittlung auszugleichen, insbesondere bei den wärmegeführten Anlagen.
- **Abgrenzung zwischen Anspruchsgruppen anpassen:** Die Umsetzung der Strompreisbremse parallel zur Gaspreisbremse stellt eine kaum zu bewältigende Aufgabe dar. Es ist daher besonders wichtig, dass Abgrenzung zwischen den Anspruchsgruppen anhand branchenüblicher Grenzwerte erfolgt. Daher sollte sich der Referenzenergiepreise anhand der Schwelle von 100.000 kWh abgegrenzt werden. Denn hier liegt die übliche Grenze zwischen SLP- und RLM-Abnahmestellen. Ein anderer Abgrenzungswert ist nicht ohne Weiteres in den vorhanden IT-Systemen angelegt und erhöht den Umsetzungsaufwand und die Umsetzungsdauer erheblich.
- **Operativen Prozesses effizienter ausgestalten:** Die prozessuale Umsetzung einer anstehenden Zufallsgewinnabschöpfung ist für alle Akteure der Energiewirtschaft eine Mammutaufgabe. Die Energiewirtschaft ist bereit, ihren Beitrag zu leisten, stößt aber an vielen Stellen schon heute an die Grenzen ihrer Möglichkeiten, wenn es um zusätzliche Umsetzungsthemen geht. Aufgabe der Netzbetreiber ist es grundsätzlich, das Netz zukunftssicher auszubauen und zu betreiben. Gerade aktuell fordert der erhebliche Zubau von PV-Anlagen, ebenso wie die krisenbedingten Anpassungsprozesse (Rückwirkungen der Gas-Themen in den Strombereich, erschwerte Beschaffung von Verlustenergie, u.v.m.), die Verteilnetzbetreiber in besonderem Maße. Ziel muss es deswegen sein, den Mechanismus nicht

nur effektiv hinsichtlich der Abschöpfung von Geldern, sondern auch effizient bezüglich des operativen Prozesses auszustalten. Im Übrigen lässt sich nur so im Rahmen der absehbar kurzen Umsetzungsfristen eine strukturelle Überforderung der vorhandenen Ressourcen, Verwirrung bei der Vielzahl der beteiligten Akteure und infolgedessen ein Umsetzungschaos vermeiden.

- **Einhaltung der beihilferechtlichen Bestimmungen anders administrieren:** Die beihilferechtlichen Einschränkungen der möglichen Entlastungssummen sind im Einzelnen komplex und nur sehr schwer nachvollziehbar. Es ist deswegen zwingend notwendig, dass die Administration der Einhaltung der beihilferechtlichen Bestimmungen nicht bei den Energieversorgern liegt. Der Gesetzesentwurf sieht allerdings vor, dass der Energieversorger mit einer Endabrechnung sicherstellen muss, dass individuelle Beihilfegrenzen bei den Kunden nicht überschritten werden. Da die Bezüge bei einem einzelnen Energieversorger im Regelfall auch nur einen Teil der anrechenbaren Entlastungen darstellen, ist es auch inhaltlich nicht sinnvoll, dem einzelnen Energieversorger hier die Überwachung der Einhaltung von Höchstgrenzen zu übertragen. Dieses Monitoring und dann auch die Rückforderungen dem Versorgungsunternehmen aufzubürden, stellt eine nicht sachgemäße Aufgabenzuweisung dar. Die Rückforderungen im Jahr 2025 können nicht die Aufgabe von Energieversorgern sein.
- **Rechtsanwendung bei Haushaltkunden innerhalb und außerhalb der Grundversorgung erleichtern:** Die zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen wegen Zahlungsrückständen von Haushaltkunden innerhalb und außerhalb der Grundversorgung gleichermaßen im EnWG und in den Strom- und Gasgrundversorgungsverordnungen vorgesehenen bzw. geänderten Regelungen zum Angebot von Abwendungsvereinbarungen müssen vom systematischen Aufbau und vom Wortlaut her gleichlautend sein. Das erleichtert die Rechtsanwendung und schafft mehr Transparenz für Verbraucher und Energielieferanten (Grundversorger). Sachlich gerechtfertigte Gründe für eine differenzierte Betrachtung innerhalb und außerhalb der Grundversorgung sind nicht ersichtlich.

STELLUNGNAHME

Zu Artikel 1, Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (Strompreisbremsegesetz – StromPBG)

Grundsätzliches zur Erlösabschöpfung

Das Verfahren der Erlösabschöpfung beinhaltet unkalkulierbare energiewirtschaftliche und rechtliche Risiken.

- Die Erlösabschöpfung führt dazu, dass Anlagen im Intraday sich nicht mehr anhand der höchsten Preise für eine Fahrweise entscheiden, sondern anhand des Spreads zwischen Day-Ahead (Spot) und Intraday. Durch die Erlösabschöpfung verändert sich die Entscheidung im Intraday. Ziel des Anlagenbetreibers ist die Maximierung seines Erlöses unter Berücksichtigung der Abschöpfung. Unter Berücksichtigung der Erlösabschöpfung würde die Anlage nicht mehr bei höchsten Preisen, sondern bei höchsten Spreads einschalten. Dieser Effekt sorgt dafür, dass Erzeugungsgpässe die im Spot bekannt sind nicht mehr Intraday bedient werden, sondern sich Anlagen umorientieren und im Zweifel sogar Erzeugung aus Stunden mit Erzeugungsgpässen abziehen. Das Modell fördert so aktiv eine Destabilisierung der Energiemarkte, da Anlagen Spreadgetrieben und nicht mehr Marktpreisgetrieben agieren.
- Der Abschöpfungsmechanismus hat nachteilige Auswirkungen auf die Investitionsbereitschaft, die Funktionsfähigkeit der Märkte (z. B. Terminmarkt, PPA-Markt), die nicht abschließend untersucht sind. Gleichermaßen gilt für eine eventuelle Abwanderung von Wertschöpfung ins Ausland.
- Der Versuch, eine einheitliche Abschöpfungsmechanik auf der Grundlage fiktiver Erlöse auf so viele Erzeugungstechnologien und heterogene Anlagenkonfigurationen wie möglich anzuwenden, birgt die Gefahr, dass Anlagen, die für die Energiewende und Versorgungssicherheit benötigt werden, nicht weiterbetrieben werden, z. B. hocheffiziente KWK-Anlagen durch Heizkessel ersetzt werden. Die Sicherheitszuschläge reichen nicht aus, um drohende Ungerechtigkeiten und Härten abzufedern.

Im Hinblick auf die langsam wieder absinkenden Preise sollte - vor allem bei der weiteren Verlängerung der Erlösabschöpfung - die Frage der Verhältnismäßigkeit dieses Instru-

ments besonders berücksichtigt werden. Für den Oktober wird ein Wind Onshore-Monatsmarktmittelwert von 127,15 Euro/MWh ausgewiesen, er liegt also weit entfernt von den Preishöhen aus dem Sommer (August 460 Euro/MWh). Die Prognose für den November sieht ähnlich aus. Mit sinkenden Preisen wird es auch immer weniger abzuschöpfen geben, so dass das Aufwand-Nutzen-Verhältnis immer fraglicher wird.

Teil 2, Entlastung der Letztverbraucher

Zu § 5 StromPBG-Entwurf, Differenzbetrag

§ 5 Absatz 2 StromPBG sollte wie folgt gefasst werden:

Der Referenzenergiepreis beträgt für Netzentnahmestellen, an denen

1. bis zu 30.000 **100.000** Kilowattstunden entnommen werden, 40 Cent pro Kilowattstunde einschließlich Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen, und
 2. über 30.000 **100.000** Kilowattstunden entnommen werden, 13 Cent pro Kilowattstunde vor Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen.
- [...]

Begründung:

Die Umsetzung der Strompreisbremse parallel zur Gaspreisbremse stellt einen kaum zu bewältigenden Kraftakt dar. Es ist daher besonders wichtig, dass Abgrenzung zwischen den Anspruchsgruppen anhand branchenüblicher Grenzwerte erfolgt. Daher sollte sich der Referenzenergiepreise anhand der Schwelle von 100.000 kWh abgegrenzt werden. Denn hier liegt die übliche Grenze zwischen SLP- und RLM-Abnahmestellen. Ein anderer Abgrenzungswert ist nicht ohne Weiteres in den vorhanden IT-Systemen angelegt und erhöht den Umsetzungsaufwand und die Umsetzungsdauer erheblich. Entnahmestellen bis 100.000 kWh sind in der Regel all-inklusive Verträge, bei denen es einen nicht leistbaren operativen Aufwand bedeuten würde, die Netzentgelte, Messstellenentgelte und staatlich veranlassten Preisbestandteile herauszurechnen.

Zu § 8 StromPBG-Entwurf, Lieferantenwechsel

§ 8 Nummer 2 StromPBG-Entwurf sollte gestrichen werden.

Begründung:

Die Vorschrift ist nicht umsetzbar. Hier müssen manuelle Abstimmungen erfolgen, die derzeitig nicht zu bewältigen sind. Außerdem sind die Verantwortlichkeiten unklar definiert.

Zu § 9 StromPBG-Entwurf, Höchstgrenzen

Die beihilferechtlichen Einschränkungen der möglichen Entlastungssummen sind im Einzelnen komplex und nur sehr schwer nachvollziehbar. Es ist deswegen zwingend notwendig, dass die Administration der Einhaltung der beihilferechtlichen Bestimmungen nicht bei den Energieversorgern liegt. Trotzdem verbleiben bei dem Versorgungsunternehmen noch die Verpflichtungen der Überwachung der absoluten Höchstgrenze der Entlastung pro Entnahmestelle gem. § 9 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 lit a StromPBG. In Bezug auf eine Entlastung/Monat/Entnahmestelle von 150.000 EUR wird dies noch handhabbar sein. Nach § 30 Abs. 1 S. 1 Ziffer 1 lit.c StromPBG kann allerdings der Letztverbraucher mitteilen, welchen Anteil der individuellen Höchstgrenze auf die von dem Lieferanten belieferten Entnahmestellen pro Kalendermonat entfallen soll; diese Aufteilung kann jederzeit geändert werden, § 30 Abs. 4 StromPBG. Die entsprechenden Mitteilungen müssen gem. § 9 Abs. 5 Ziff. 2 StromPBG innerhalb kürzester Frist vom Lieferanten beachtet werden. Gem. § 9 Abs. 6 StromPBG entfällt der Anspruch auf Belastungsausgleich für den Lieferanten, wenn Zahlungen erfolgen, die über die gesetzliche Höchstgrenze oder die Mitteilungen hinausgehen. Damit wird der Versorger übermäßig mit der Abwicklung der komplexen Beihilferegelungen belastet und wird ggf. mit einem Wegfall des Ausgleichsanspruchs bestraft, auch wenn im Einzelfall keine Überforderung eingetreten ist. Ein Entfallen des Anspruchs auf Belastungsausgleich sollte deswegen auf die Fälle beschränkt bleiben, in denen die Grenze von 150.000 EUR Entlastung/Monat/Entnahmestelle überschritten wird. Der Verweis auf „Absatz 5 Nummer 2 Buchstabe a“ in § 9 Abs. 6 StromPBG sollte entfernt werden.

Zu § 11 StromPBG-Entwurf, Verfahren der Feststellung der anzuwendenden Höchstgrenzen, Einzelnotifizierung

Hier ist festzulegen, dass die Entlastungsbeträge nicht vor erteilter Genehmigung der Prüfbehörde auszuzahlen sind. Des Weiteren sollte festgelegt werden, innerhalb welches Zeitraums die Prüfung erfolgt.

Bei Letztverbrauchern, die verschiedene Standorte bei verschiedenen Lieferanten haben, gilt festzulegen, wie eine Aufteilung der Entlastung auf die einzelnen Standorte zu erfolgen hat.

Generell besteht Unklarheit bzgl. der Zuständigkeiten und Fristen.

Zu § 12 StromPBG-Entwurf, Vorgaben zur Vertragsgestaltung, Abrechnung und Endabrechnung

1. Die Verpflichtungen des Versorgungsunternehmens gem. § 12 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 StromPBG sind zu weitgehend. § 12 Abs. 3 Nr. 2 ist ersatzlos zu streichen. § 12 Abs. 4 ist ersatzlos zu streichen. Die Rückforderung zu Unrecht gewährter Entlastungen kann nicht über Energieversorgungsunternehmen erfolgen.

Begründung:

Mit diesen Verpflichtungen in der Endabrechnung wird faktisch wieder dem Energieversorgungsunternehmen die Verantwortung dafür zugewiesen, dass die äußerst komplexen Fördervoraussetzungen im Einzelnen gewahrt werden. Dieses Monitoring und dann auch die Rückforderungen dem Versorgungsunternehmen aufzubürden, stellt eine nicht sachgemäße Aufgabenzuweisung dar.

Des Weiteren obliegt es nach § 12 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 lit b aa EWPBG dem Energieversorger, bei Unternehmen, die bis zum 31.03.2024 keine Selbsterklärung abgegeben haben, sicherzustellen, dass der Entlastungsbetrag nicht 2 Mio. EUR überschreitet. Das Gleiche gilt entsprechend bei Unternehmen, die Selbsterklärungen abgegeben haben, dass die entsprechenden Grenzen eingehalten werden. Zu dem Zeitpunkt, in dem die Selbsterklärungen eingehen, werden aber in vielen Fällen die Höchstgrenzen schon überschritten worden sein. Der Energieversorger kann mit einer Endabrechnung nach dem 31.03.2024 gar nicht sicherstellen, dass bestimmte Grenzen nicht überschritten werden, da die Entlastungen von ihm bereits vorher gewährt werden mussten. Die Rückabwicklung beihilfrechtlich zu Unrecht gezahlter Entlastungen kann nicht über eine "Endabrechnung" geleistet werden, der Energieversorger kann auch nichts Entsprechendes sicherstellen. Da die Bezüge bei einem einzelnen Energieversorger im Regelfall auch nur einen Teil der anrechenbaren Entlastungen darstellen, ist es auch inhaltlich nicht sinnvoll, dem einzelnen Energieversorger hier die Überwachung der Einhaltung von Höchstgrenzen zu übertragen. Deswegen ist auch § 12 Abs. 4 ersatzlos zu streichen. Die Rückforderungen im Jahr 2025 können nicht die Aufgabe von Energieversorgern sein.

Ohnehin sei darauf hingewiesen, dass das Gesetz noch unter dem Vorbehalt der beihilfrechtlichen Genehmigung steht. Eine Anwendung des Gesetzes vor der beihilfrechtlichen Genehmigung ist gem. § 50 StromPBG nicht zulässig. § 50 StromPBG enthält auch den Hinweis, dass das Gesetz nur nach Maßgabe der beihilfrechtlichen Genehmigung angewendet werden darf. Damit besteht auch die Möglichkeit, dass sich aufgrund des beihilfrechtlichen Verfahrens noch nachträglich Änderungen an der Durchführung ergeben. Angesichts der knappen Umsetzungsfrist und der hohen Aufwendungen, die die Versorger im Vorfeld treffen müssen, stellt dies eine weitere erhebliche Erschwerung dar.

§ 12 Absatz 2 StromPBG sollte wie folgt gefasst werden:

(2) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen in ihren Rechnungen für Elektrizitätslieferungen an Letztverbraucher neben den Angaben nach den §§ 40 bis 40c des Energiewirtschaftsgesetzes netzentnahmestellebezogen zusätzlich gesondert ausweisen sowie **soweit möglich** bis zum Ablauf des 15. Februar 2023, **jedoch in jedem Fall vor dem 1. März 2023** in Textform mitteilen:

1. die Höhe der dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum gewährten Entlastungsbeträge und
2. das dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum insgesamt gewährte Entlastungskontingent absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem Referenzwert nach § 6, der dem Entlastungskontingent zugrunde liegt.

Begründung:

Die zusätzlichen Informationspflichten bedeuten einen erheblichen Programmieraufwand sowie eine Anpassung des Formularwesens, welche eine Umsetzung bis zum 15.02.2023 realistisch kaum umsetzbar erscheinen lassen. Die Beibehaltung der im Entwurf genannten Frist bedeutet, dass die ERP Systeme die Verfahren der Preisbremsen bereits in der 1. Februarwoche korrekt, stabil und verlässlich abbilden können. Nur so ließe sich die Information der Kunden, bei der Mehrzahl über den Postweg, bewerkstelligen. Die Funktionsfähigkeit der Systeme ist zu Beginn Februar aber nicht flächig gegeben. Daher sollte die Frist einheitlich wie auch im EWPBGB flexibilisiert werden. Entscheidend ist die rechtzeitige Entlastung, weniger die fristgerechte Information. Diese kann auch nachträglich stattfinden.

Nach Absatz 4 müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen an einer Netzentnahmestelle gewährte Entlastungsbeträge vollständig zurückfordern, wenn der Letztverbraucher für diese Netzentnahmestelle eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 abgegeben, aber bis zum 31. Dezember 2024 keine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 abgegeben hat.

Sofern Kunden in der Zwischenzeit in Insolvenz gehen, sollten Energieversorger von diesen Schäden geschützt werden. Denn es gibt keine Rückzahlungsverpflichtung bei insolventen Unternehmen.

Teil 3, Abschöpfung von Übererlösen

Zu § 13 StromPBG-Entwurf, Anwendungsbereich

Von den abzuschöpfenden Technologien sollten Stromerzeuger, die folgende Brennstoffe einsetzen, ausgenommen werden, insbesondere wenn es sich um KWK-Anlagen handelt:

- a) Biomasse
- b) Altholz
- c) Abfall
- d) Klärschlamm/Klärgas
- e) Grubengas
- f) Veredelte Braunkohle-Produkte.

Begründung:

Zu 1.

Die Einsatzentscheidung von KWK-Anlagen orientiert sich in der Regel an den Wärmelieferverpflichtungen. Daher profitieren sie nicht in gleicher Weise von hohen Strompreisen wie Kondensationsanlagen. KWK-Anlagen sind in erhöhtem Maße auf die Erlöse in Zeitbereichen mit positiven Deckungsbeiträgen angewiesen, um die Zeitbereiche mit negativen Deckungsbeiträgen in ihrem Must-Run-Strom wirtschaftlich zu kompensieren.

Anders als bei Kondensationsanlagen reicht es bei KWK-Anlagen nicht, dass in Zeitbereichen mit negativen Deckungsbeiträgen keine Abschöpfung erfolgt, da es KWK-Anlagen nicht freisteht, in Zeitbereiche mit positiven Deckungsbeiträgen auszuweichen.

Auch können KWK-Anlagen bei weitem nicht alle Kosten über die Wärmepreisformel an den Kunden weitergegeben (zeitlicher Verzug, Trägheit der Indizes, Dämpfungswirkung der Indizes). Die bei der Stromvermarktung gestiegenen Erlöse konnten dies bisher in erheblichem Umfang kompensieren. Wird in diesen Kompensations-Mechanismus eingegriffen, verstärkt sich der Druck auf die Wärmepreise; Optionen zur Preisweitergabe müssten (politisch) geschaffen werden um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen aufrechtzuerhalten.

Zum anderen müssten infolge einer Erlösabschöpfung von KWK-Anlagen in stärkerem Maße alternative Wärmeerzeugung (d.h. Gas, Öl) eingesetzt werden, was dem Ziel der Gaseinsparung zuwiderliefe. Gerade in Zeiten einer befürchteten Gasmangellage bei gleichzeitig erhöhten Risiken in der Stromversorgung (siehe Einschätzung der ÜNB zur Versorgungssicherheit auf der Stromseite für die kommenden Monate) sollte in die Betriebsweise von KWK-Wärmeerzeugung nicht durch punktuelle Mehrerlösabschöpfung eingegriffen werden, da dann letztendlich aus wirtschaftlichen Gründen nicht die maximale Wärmeauskopplung erreicht wird und so mehr Erdgas in Kesseln eingesetzt werden müsste, um die Wärmeversorgung letztendlich zu gewährleisten.

a) Biomasse

Explizit ausgenommen von der Abschöpfung ist die Stromerzeugung aus Biomethan. Konsequenterweise sind dann auch Anlagen auszunehmen, die mit Biogas betrieben werden. Biomethan ist ja nur aufbereitetes und ins Leitungsnetz eingespeistes Biogas.

Auch feste Biomasse (z. B. Holzhackschnitzel oder Waldresthölzer) sollten gänzlich von der Abschöpfung ausgenommen werden. Der Anstieg der Energieholzpreise (Frischholz, Restholz etc.) gegenüber 2020 entspricht fast einer Verdoppelung. Diese Preissteigerungen waren nur durch die Aussicht auf höhere Stromerlöse tragbar. Auf dieser Grundlage wurden Entscheidungen in der Brennstoffbeschaffung und zur Betriebsweise der Anlagen getroffen. Zudem sind die Wärmeerzeugungsmengen aus diesen Anlagen und damit die

wärmegeführte Fahrweise maßgeblich, um den alternativen Erdgaseinsatz zur Wärmeerzeugung einzusparen. Eine Erlösabschöpfung kann dazu führen, dass Biomasse-HKW nur in Teillast betrieben werden, und zwar nur insoweit vertragliche Mindestabnahmengen beim Energieholz nicht unterschritten werden. Die dann fehlende Wärme müsste das betroffene Unternehmen mittels Heizölkessel und Erdgas(!)-KWK bereitstellen.

b) Altholz

Anlagen zur Altholzverstromung sind sehr kapitalintensiv. Bei Annahme eines durchschnittlichen Stromerlöses von ca. 80 €/MWh in 2017-2021 ermöglichte das Verhältnis von Stromerlösen und Altholzpreisen vor dem Krieg gerade so die Kapitalkostendeckung.

Altholzpreise (gemeint sind Kategorien belasteten Altholzes, das nicht für die stoffliche Nutzung geeignet ist) bewegten sich in den Vorkriegsjahren 2017-2021 je nach Altholzkategorie und Stückgrößen bei durchschnittlich minus 30 €/t bis minus 50 €/MWh.

Seit Kriegsausbruch sind die Altholzpreise gegenüber 2017-2021 in den verschiedenen Altholzkategorien parallel um 60 € bis 70 € pro Tonne gestiegen und bewegen sich heute in einer Range von plus 10 € bis plus 40 € pro Tonne.

In den Praxisbeispielen, die dem VKU vorliegen, werden für die Erzeugung einer MWh Strom zwischen 1 Tonne bis 1,5 Tonnen Altholz benötigt. In **Praxisbeispiel 1** handelt es sich um eine Anlage, die für 1 MWh Strom eine Tonne Altholz benötigt und eine Preissteigerung von 70 € pro Tonne verkraften muss. Daraus ergibt sich ein Anstieg der Brennstoffkosten um 70 € pro MWh. In **Praxisbeispiel 2** handelt es sich um eine KWK-Anlage, die aufgrund der Wärmeauskoppelung für 1 MWh 1,5 Tonnen Altholz benötigt. Bei dem dort eingesetzten Altholz beläuft sich der Preisanstieg auf 60 € pro Tonne, was eine Erhöhung der Brennstoffkosten um 90 € pro MWh bedeutet.

Hinzu kommen massive Preissteigerungen bei Betriebsstoffen für die Rauchgasreinigung und die Ascheentsorgung sowie bei der Logistik (Reibstoffzuschläge etc.). Zudem sind diese Anlagen sehr personalintensiv, sodass sich die vom Energiepreis getriebene Inflation bei den Lohnkosten bemerkbar macht.

In Anbetracht dieser Umstände wäre es gerechtfertigt, Altholzanlagen vollständig vom Anwendungsbereich der Erlösabschöpfung auszunehmen.

c) Abfall

Abfallverbrennungsanlagen sind in der aktuellen Energiekrise von zwei elementaren Effekten Betroffen. Einerseits sind die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Chemikalien deutlich angestiegen. Außerdem wirkt sich die Energiekrise auch auf die Konjunktur und damit das Müllaufkommen aus. Beide Effekte verteuern den Betrieb von Abfallverbrennungsanlagen und führen zu steigenden Energieerzeugungskosten und Risiken.

Bei der energetischen Verwertung von Abfall werden die Stromerlöse mit den Entsorgungskosten gegengerechnet. Die Erlöse haben auf diese Weise eine dämpfende Wirkung auf die Entwicklung der (kommunalen) Abfallentsorgungsgebühren, die bereits als Entlastung bei den Bürgern ankommt. Je höher die Erlösabschöpfung bei dieser Erzeugungsart ausfällt, umso weniger profitieren die Bürger von dieser Dämpfung.

d) Klärschlamm/Klärgas

Weiterhin sollten Klärschlamm und Klärgas ausgenommen werden. Insbesondere Klärgas entsteht durch anaerobe Vergärung von Klärschlamm und sollte daher mit Biomethan hier gleichgestellt werden.

Nach dem Regierungsentwurf sollen die Verstromung von Sondergasen, die in Produktionsprozessen der Eisen- und Stahlindustrie und der Chemieindustrie anfallen, nicht der Abschöpfung unterliegen, um die Anreize für eine effiziente Verwertung dieser Gase zu erhalten. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Verwertung von Gasen, die bei der Entsorgung entstehen, nicht ebenfalls auf diese Weise angereizt wird.

e) Grubengas

Wenn die Grubengasverstromung unterbleibt, weil die Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Investitionen in den Weiterbetrieb der Anlagen infolge der Abschöpfung nicht sichergestellt ist, würde das Grubengas durch den Boden aufsteigen und ungenutzt in die Atmosphäre entweichen, wobei das Treibhausgas Methan als wesentlicher Teil des Grubengases gegenüber CO₂ 25-mal klimawirksamer ist. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas tragen damit aktiv zur Vermeidung von ansonsten unweigerlich anfallender, erheblicher Treibhausgasemissionen bei. Anlagen zur Gewinnung von Grubengas sind durch die stromintensive Besaugung der Grubenräume durch die hohen Strompreise besonders belastet. Insofern hat die Grubengaserzeugung durchaus variable Brennstoffkosten. Eine zusätzliche Erlösabschöpfung bei der Vermarktung ihres Stroms wäre unverhältnismäßig.

Nach dem Regierungsentwurf sollen die Verstromung von Sondergasen, die in Produktionsprozessen der Eisen- und Stahlindustrie und der Chemieindustrie anfallen, nicht der Abschöpfung unterliegen, um die Anreize für eine effiziente Verwertung dieser Gase zu

erhalten. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Verwertung von Grubengas nicht ebenfalls auf diese Weise angereizt wird.

f) Veredelte Braunkohle-Produkte.

Auch veredelte Braunkohle-Produkte wie zum Beispiel Briketts oder Wirbelschichtbraunkohlenstaub sollten zum Kreis der nicht abzuschöpfenden Technologien zählen:

- Zum einen werden systematisch bereits jetzt alle Technologien mit relevanten/eher teuren und individuellen Brennstoffkosten zu den nicht abzuschöpfenden Technologien gezählt. Dazu gehören auch die oben genannten Brennstoffe.
- Zum anderen referenzieren technologiespezifische Referenzkosten für Braunkohle auf Anlagen deren Brennstoff im eigenen Tagebau verfügbar ist. Brennstoffe wie Briketts oder Wirbelschichtbraunkohlenstaub werden üblicherweise zu deutlich höheren Preisen und Transportkosten von Brennstofflieferanten/-veredlern aus den Braunkohletagebauen bezogen. Die technologiespezifischen Referenzkosten für Braunkohle erweisen sich für Anlagen, die veredelte Braunkohle-Produkte verfeuern nicht als zutreffend.

Zu § 15 StromPBG-Entwurf, Haftung und Zurechnung von Überschusserlösen

Es sollte keine gesamtschulderische Haftung der Gesellschafter des Betreibers und der Unternehmen, mit denen der Betreiber einen Beherrschungs- oder Gewinnabführungsvertrag abgeschlossen hat, angeordnet werden.

Begründung

Die vorgesehene gesamtschuldnerische Haftung würde in der Konsequenz bedeuten, dass jeder 1% Teilhaber, der den Strom des Betreibers veräußert oder vermarktet, nach außen zu 100% für die Gewinnabführungsbeträge haftet. Dies ist nicht akzeptabel.

Zu § 16 StromPBG-Entwurf, Überschusserlöse

Allgemeines

Der VKU fordert eine deutliche Anhebung der Sicherheitszuschläge.

Begründung:

Nach § 16 Absatz 1 StromPBG-Entwurf werden Überschusserlöse vermutet, wenn der fiktive Spotmarkterlös einer Stromerzeugungsanlage die für die jeweilige Anlage geltenden Referenzkosten zuzüglich eines Sicherheitszuschlags überschreitet.

Bei dieser Herangehensweise entstehen Unsicherheiten, die durch den Sicherheitszuschlag nicht ausreichend adressiert werden. Nach der Gesetzesbegründung zu § 16 Absatz 1 StromPBG-Entwurf soll der Sicherheitszuschlag 1. Fehler bei der Festlegung der Referenzkosten ausgleichen und 2. Ineffizienzen im Dispatch vermeiden. Eine Abweichung tatsächlicher Erlöse vom fiktiven Spotmarkterlös wird hingegen nicht berücksichtigt.

Dabei können die tatsächlichen Strommarkterlöse durchaus vom fiktiven Spotmarkterlös abweichen, z.B. wenn aufgrund von Anlagenausfall oder Prognoseungenauigkeiten Be- schaffungen am Intradayhandel notwendig werden oder Ausgleichsenergiekosten entstehen. Mit den Preissteigerungen in diesem Jahr sind auch die Preise für einzelne ¼-Stunden im Intradayhandel und die Ausgleichsenergiepreise deutlich angestiegen. Dieses Risiko kann bei einem Anlagenausfall zu einem hohen finanziellen Schaden führen.

Der Sicherheitszuschlag muss angehoben werden, um diese Unwägbarkeiten abzubilden.

§ 16 Absatz 1 Nummer 1: Erneuerbare-Energie-Anlagen, soweit ihr Strom in der Veräu- ßerungsform der Marktprämie direkt vermarktet wird

Der VKU fordert, dass die Erlösobergrenze für EEG-geförderte Anlagen nicht unter derjenigen liegt, die sich für Anlagen ohne anzulegenden Wert ergibt. Es sollte die Untergrenze von 10 ct/kWh für alle EE-Technologien und Anlagen gelten.

Begründung:

Viele Betreiber von EEG-Anlagen, deren anzulegender Wert sich in Auktionen ergeben hat, haben bei ihren Geboten steigende Marktwerte einkalkuliert, die bei einer Erlösobergrenze in Höhe des anzulegenden Wertes plus Sicherheitszuschlag nicht realisiert werden können. Deutliche Unterschiede bei der Gewinnabschöpfung von unterschiedlichen Anlagen, welche mit der gleichen Technologie betrieben werden, sind nicht zu rechtfertigen.

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb unterschiedliche Anlagen der gleichen Erzeugungs- technologie, die ähnliche Stromgestehungskosten haben, eine Erlösobergrenze haben sollen, die sich um mehr als das Zweifache unterscheiden kann. Die Erlösobergrenze sollte daher einheitlich auf die Höhe des anzulegenden Werts, mindestens aber 10 ct/kWh angesetzt werden.

Viele PV- und Windanlagen haben relativ niedrige anzulegende Werte aus den EEG- Ausschreibungen (4-6 ct/kWh). Viele dieser Projekte sind auf Basis von deutlich höheren Preiskurven gehandelt worden.

Im Bereich der erneuerbaren Energien sind Verträge mit umsatzabhängigen Entgelten weit verbreitet. Insbesondere bei Pacht- und Betriebsführungsverträgen ist dies eine übliche Vorgehensweise. Höhere Umsatzerlöse führen somit direkt zu höheren OPEX für die

Betreibergesellschaften. Ob die angedachte Erlösabschöpfung bei der Kalkulation der Entgelte solcher Verträge kostenmindernd anzusetzen sind, ist zumindest fraglich.

Der Sicherheitszuschlag sollte daher nicht statisch bestimmt werden, sondern als atmender Zuschlag dynamisch ausgestaltet und sein absolutes Niveau an den Day-Ahead-Strompreis gekoppelt werden. Die aktuelle Dynamik an den Großhandelsmärkten zeigt, dass mit steigenden Preisen Kosten unmittelbar steigen und auch die Risiken zunehmen. Im Nachgang der Abschöpfung muss sichergestellt werden, dass die Abschöpfung erlösmindernd bilanziert wird und somit die Grundbesitzer ebenfalls von der Abschöpfung betroffen sind.

§ 16 Absatz 1 Nummer 4: Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Abfall oder Torf erzeugen

Sollte der Gesetzgeber an der Einbeziehung von Abfall in die Erlösabschöpfung festhalten wollen, sollte die Erlösobergrenze für Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Abfall einsetzen, auf mindestens 15 Cent/kWh angehoben werden. Zumindest muss die Erlösobergrenze im Hinblick auf die Einbeziehung von Abfallanlagen in das BEHG ab 2024 überprüft werden.

Begründung:

Abfallverbrennungsanlagen sind in der aktuellen Energiekrise von zwei elementaren Effekten Betroffen. Einerseits sind die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Chemikalien deutlich angestiegen. Außerdem wirkt sich die Energiekrise auch auf die Konjunktur und damit das Müllaufkommen aus. Beide Effekte verteuern den Betrieb von Abfallverbrennungsanlagen und führen zu steigenden Energieerzeugungskosten und Risiken.

Bei der energetischen Verwertung von Abfall werden die Stromerlöse mit den Entsorgungskosten gegengerechnet. Die Erlöse haben auf diese Weise eine dämpfende Wirkung auf die Entwicklung der (kommunalen) Abfallentsorgungsgebühren, die bereits als Entlastung bei den Bürgern ankommt. Je höher die Erlösabschöpfung bei dieser Erzeugungsart ausfällt, umso weniger profitieren die Bürger von dieser Dämpfung.

§ 16 Absatz 1 Nummer 8 (neu einzufügen): Altholz

Sollte der Gesetzgeber an der Einbeziehung von Altholz in die Erlösabschöpfung festhalten wollen, sollte die Erlösobergrenze auf mindestens 15 Cent/kWh angehoben werden.

Begründung:

Um das Vorkriegs-Margenniveau (es wird also keine kriegsbedingte „Überrendite“ erzielt) aufrechtzuerhalten, müssten in Anbetracht der immens gestiegenen Altholzpreise (vgl. die Ausführungen zu § 13 StromPBG-Entwurf) zusätzliche Stromerlöse in Höhe von 60 € bis 90 € pro MWh erlaubt sein, um die Kostensteigerungen zu kompensieren. Ausgehend

von den bislang erzielbaren Stromerlösen von ca. 80 €/MWh in 2017-2021 müssen die Unternehmen also Erlöse in Höhe von 140 €/MWh bzw. 170 €/MWh einbehalten dürfen.

Hinzu kommen massive Preissteigerungen bei Betriebsstoffen für die Rauchgasreinigung und die Ascheentsorgung sowie bei der Logistik (Reibstoffzuschläge etc.). Zudem sind diese Anlagen sehr personalintensiv, sodass sich die vom Energiepreis getriebene Inflation bei den Lohnkosten bemerkbar macht.

Notwendig wäre in Anbetracht dieser Kostenentwicklungen eine Erlösobergrenze in Höhe von mindestens 150 EUR/MWh zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 30 EUR/MWh. Die Erlösobergrenze würde damit in Summe bei 180 EUR/MWh liegen, was der EU-Vorgabe entspricht.

§ 16 Absatz 1 Nummer 3: Kernenergie

In § 16 Abs. 1 Ziff 3 sollte folgende Klarstellung erfolgen: „b) 10 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“

Begründung:

Durch den Weiterbetrieb kann es erforderlich sein, auch Dekontaminationsarbeiten zu verschieben, die zwar vertraglich für das Kalenderjahr 2023 vereinbart waren, jedoch erst nach dem 15.04.2023 beginnen sollten. Die Vorbereitung der Dekontaminationsarbeiten wird durch den Streckbetrieb verschoben und kann erst danach beginnen. Auch in diesem Fall sollte der Aufschlag von +2 ct/kWh daher gewährt werden.

Zur Klarstellung sollten im Text in § 16 Abs. 1 Ziff 3b jeweils die Worte „in/für diesem/n Zeitraum“ gestrichen werden, da ja insbesondere die Verschiebungen nach dem 15. April 2023 erfasst werden sollen, die durch den Streckbetrieb bedingt sind, da die Formulierung „in/für diesem/n Zeitraum“ mindestens missverständlich ist.

§ 16 Absatz 4: Biogas

Der VKU begrüßt die Anhebung des Sicherheitszuschlags bei Biogasanlagen auf 7,5 Cent/kWh und fordert, dass dies auch für die Stromerzeugung aus fester Biomasse gilt.

Begründung:

Die derzeit bestehenden hohen Inflationsraten führen insbesondere bei dem Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (+45,8%), Energie (132,2%) und Vorleistungsgütern (+16,8%) zu stark ansteigenden operativen Kosten. Da eine Vielzahl von langfristigen Verträgen (bspw. Wartungs- und Betriebsführungsverträge) eine automatische Anpassung der vertraglichen Konditionen an deren Entwicklung vorsehen, wäre ein Sicherheitszuschlag von 3 ct/kwh deutlich zu gering.

Insbesondere Betreiber von Biomasse-HKW auf Frischholzbasis (Waldrestholz etc.) berichten, dass die Brennstoffkosten über 90% gegenüber 2021 gestiegen sind. Die in Folge der Abschöpfung nicht mehr erlösbar Stromeinnahmen müssen über Wälzung der Restkosten auf die Wärmelieferung erwirtschaftet werden (zusätzlicher Anstieg der Wärme preise für Kunden durch Verlagerung der Restkosten auf Wärmeprodukte) oder die Anlagen werden abgefahren. Die fehlende Wärme aus Gas-KWK oder Gasheizkesseln müsste dann kompensiert werden.

Zu § 17 i.V.m. Anlagen 4 und 5 StromPBG-Entwurf, Ergebnis aus Absicherungsgeschäften

1. Insbesondere für wärmegeführte Anlagen muss die Erlösobergrenze deutlich erhöht oder ein ausreichender Sicherheitszuschlag eingeführt werden.
2. Es sollte dem Wirtschaftsprüfer ermöglicht werden, bei der Testierung der Termin marktabsicherungen Handelsgeschäfte in einer anderen Legaleinheit im Konzernverbund zu berücksichtigen.

Begründung:

Zu 1.

Das Verständnis von Absicherungsgeschäften ist zu statisch und marktfern. Das vorgese hene Verfahren der Hedging-Korrektur ist zu pauschal.

Zum Beispiel können wärmegeführte Anlagen nur in sehr geringem Maße Standardprodukte für das Hedging am Terminmarkt einsetzen, weil sie witterungsabhängig gefahren werden. Ähnliches gilt für dargebotsabhängige Energien. Andernfalls würde eine große short- und teils auch long-Position am Spotmarkt entstehen, die zu vorab nicht kalkulierbaren Preisen gedeckt werden muss, um die eingegangene Lieferverpflichtung des Hedging mittels Standardprodukt erfüllen zu können. Daher werden neben Standardprodukten auch Fahrplanlieferungen auf Termin zum Hedging genutzt.

Zusätzliche Risiken treten zudem bei ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten von Anlagen ein. Auch hier wird zu vorab nicht kalkulierbaren Preisen am Spotmarkt beschafft, um die Lieferverpflichtungen (nicht nur Standardprodukte, sondern auch Fahrpläne) erfüllen zu können. Die "Plan-Menge" wird ja wohlmöglich aufgrund der Anlagenverfügbarkeit am Ende im IST gar nicht produziert. Dennoch soll diese als Maßstab für die Abschöpfung herangezogen werden. Die Betrachtung des Termin-Hedges über Standardprodukte und insbesondere geplante Mengen kann bei wärmegeführten Anlagen – zu denen i.d.R. auch Abfallverbrennungsanlagen zählen – also nicht verwendet werden. Abhilfe könnte ein deutlich höherer Wert für die Referenzkosten wärmegeführter Anlagen oder ein entsprechender Sicherheitsabschlag schaffen. Alternativ wäre eine Betrachtungsweise erforderlich, die die Hedging-Erlöse nicht allein anhand von Standard-Produkten der EEX bewertet.

Hinzu kommen erheblichen Schwankungen der Terminmarktpreise, die für die Anlagenbetreiber und Vermarkter kaum kalkulierbar sind. Als Beispiel kann noch die Betrachtung des Base Cal (Jahreskontrakt) 2023 im Oktober 2022 herangezogen werden. Der Mittelwert aller Settlement-Preise für das Base Cal 2023 lag bei rd. 406 €/MWh. Der niedrigste Preis in diesem Zeitraum war rd. 370 €/MWh und der höchste Preis lag bei rd. 438 €/MWh. Eine geplante Hedgingmenge mit dem Mittelwert der Settlement-Preise über einen Zeitraum pauschal zu bewerten kann somit zusätzlich zu erheblichen Verwerfungen führen. Die Volatilität innerhalb des Handelstages kommt noch als weiteres Risiko bei pauschaler Anwendung des Settlement-Preises dazu.

Zu 2.

Erlöse aus der Terminvermarktung können in einer anderen Legaleinheit entstehen als die Erlöse aus der Spotvermarktung. Entsprechend muss es dem Wirtschaftsprüfer ermöglicht werden, bei der Testierung der Terminmarktabsticherungen Handelsgeschäfte in einer anderen Legaleinheit im Konzernverbund zu berücksichtigen. Für die Berechnung der Markteinnahmen darf es keinen Unterschied machen, ob die Stromerzeugung in einer anderen Konzerngesellschaft/Beteiligung erfolgt als die Vermarktung und Absicherung der erzeugten Mengen, da andernfalls durch Geschäfte, die zur Absicherung gegen Marktschwankungen getätigt wurden, große Risiken entstehen können.

Zu § 18 StromPBG-Entwurf, Überschusserlöse bei anlagenbezogener Vermarktung

Bei anlagenbezogenen Vermarktungsverträgen sollten Anlagenbetreiber stets die Möglichkeit haben, die Überschusserlöse auf der Grundlage individueller Erlöse anstelle von Spotmarktpreisen oder Monatsmarktwerten zu ermitteln. Das Wahlrecht sollte nicht davon abhängen, wann der Strom vermarktet worden ist und ob er aus Neuanlagen stammt.

Begründung:

Nach dem Regierungsentwurf soll die Option, Überschusserlöse auf der Grundlage individueller Erlöse zu ermitteln, auf Strom beschränkt sein, der entweder vor dem 01.11.2022 vermarktet worden ist oder der aus Anlagen stammt, die ab 01.11.2022 in Betrieb genommen worden sind. Damit besteht eine Regelungslücke. Auch Erzeuger von Strom, der mit bestehenden Anlagen nach dem 31.10.2022 vermarktet wurde oder wird, haben ein legitimes Interesse daran, die Überschusserlöse auf der Grundlage individueller Erlöse anstelle von Spotmarktpreisen oder Monatsmarktwerten zu ermitteln. Auch bei ihnen besteht die Gefahr, dass die jeweiligen Spotmarktpreise gar nicht für ihre tatsächlichen Erlöse maßgeblich sind. Alle Anlagenbetreiber mit anlagenbezogenen Vermarktungsverträgen müssen davor geschützt werden, mehr Erlöse abführen zu müssen, als sie eingenommen haben.

Andernfalls besteht die Gefahr, dass der PPA-Markt, der erst in den letzten Jahren einen relevanten Entwicklungsprozess hin zu einem zentralen Instrument für einen marktgetriebenen Ausbau insbesondere von Erneuerbaren Technologien erfahren hat, dauerhaft beschädigt wird und einen nachhaltigen Vertrauensverlust erfährt.

Betreiber bestehender EE-Anlagen werden zukünftig keinerlei Anreize mehr haben, einen PPA abzuschließen. Ganz im Gegenteil sogar, der PPA-Abschluss stellt ein systematisches Risiko dar, da ausschließlich gegen Spotpreise abgeschöpft wird, die aufgrund eines möglichen tieferen PPA-Preises, der in aller Regel über einen deutlich längeren Zeitraum als den der Mehrerlösabschöpfung kalkuliert wurde, nicht erzielt werden können. Die langfristige Preisabsicherung, die grundsätzlich dem Modell der PPA-Verträge innewohnt und gerade auch für die PPA-Abnehmer in der heutigen Zeit essenziell wichtig ist, würde allein aus Risikogründen nicht mehr angeboten.

Dieses Ergebnis widerspräche auch den Zielsetzungen der EU, die PPAs explizit unterstützen will.

Sollte der PPA Markt zum Erliegen kommen, führt dies insbesondere bei nicht EEG förderfähigen Anlagen (bspw. PV) oder Offshore Projekten mit 0 ct/kwh Geboten zu deutlich schwierigeren und teureren Abschlüssen von Projektfinanzierungen. Die erhöhten Marktpreisrisiken bei Banken und Investoren könnten somit die Realisierung von EE-Anlagen gefährden.

Zu Ziffer 3.1 der Anlage 4, Methodik

Der VKU lehnt es ab, dass die nach Ziffer 3.1 der Anlage 4 geforderte Dokumentation (Abgrenzung von Absicherungsgeschäften zum Eigenhandel, Zuordnung von Absicherungsgeschäften zur Stromerzeugung, Abgrenzung zu anderen Geschäftsbereichen, Zuordnung

von Absicherungsgeschäften zu Abrechnungszeiträumen, Erzeugungstechnologien und Stromerzeugungsanlagen) den Übertragungsnetzbetreibern übermittelt werden.

Begründung:

Die Netzbetreiber sind keine staatlichen Organe, sie haben keinen hoheitlichen Auftrag. Die Netzbetreiber agieren privatwirtschaftlich und würden mit dieser Vorgabe einen Marktüberblick sowie Informationen über das Agieren der Betreiber am Markt erhalten. Hier sollte eine verhältnismäßige Lösung gefunden werden.

Zu Ziffer 4.1 der Anlage 4, Weitere Maßgaben:

Ziffer 4.1 sollte wie folgt ergänzt werden: „Sofern geplante Erzeugung innerhalb des Unternehmens gegen gegenläufige Positionen aufgerechnet wurde und sofern dies nach den Grundsätzen des Risikomanagements eindeutig abgegrenzt und revisionssicher dokumentiert wurde, können die derart gebuchten Mengen mit dem Marktpreis des Buchungsvorgangs bewertet und wie externe Absicherungsgeschäfte im Sinne dieser Anlage behandelt werden.“

Begründung:

Der Gesetzesentwurf geht von der Fiktion aus, dass jede EE-Anlage entweder am Spotmarkt oder über Terminverträge Erlöse erhält. Dies ist z. B. dann nicht der Fall, wenn die Erzeugung direkt einem Vertriebsabsatzportfolio zugeordnet wird, die Menge also nicht über den Markt geht, sondern intern von der Erzeugung an den Vertrieb verkauft wurde. Dann würde das Gesetz einen Cash Flow vom Spotmarkt unterstellen, der nicht vorliegt, und diesen abschöpfen.

Zu Ziffer 2.5 der Anlage 5, Preissicherungsmeldungen

Die in Ziffer 2.5 genannten Begrenzungen für Absicherungsgeschäfte sind nicht sachgerecht und sollten gestrichen werden.

Begründung:

Absicherungsgeschäfte, deren Volumen die 1 %-Grenze überschreitet, sind bei entsprechenden Marktsignalen (z. B. Stop-Loss-Orders) oder bei Anlagenausfällen üblich und notwendig. Auch kleine Marktteilnehmer hedgen zur Minimierung ihrer Transaktionskosten größere prozentuale Anteile.

Zu Teil 4, Ausgleich durch Abschöpfung von Überrenditen und weiterer Ausgleichsmechanismus / Teil 5, Kontoführungs-, Mitteilungs- und sonstige Pflichten

Vermeidung monetärer Ansprüche Dritter gegen Netzbetreiber

Allem voran muss aus Sicht des VKU zwingend eine gesetzliche Regelung geschaffen werden, die für die Abwicklung in Dienst genommene Akteure gegen Forderungen Dritter absichert. So dürfen beispielsweise Zahlungsverzögerungen auf der Einnahmenseite keinesfalls zu rechtlichen Ansprüchen gegen Netzbetreiber auf der Ausgabenseite führen. Dies gilt auch für Ansprüche zwischen Netzbetreibern, die je nach Ausgestaltung zwischen ÜNB und VNB entstehen könnten.

Liquidität der Anschlussnetzbetreiber sichern – Anspruch auf Zwischenfinanzierung

Positiv wird daher bewertet, dass - soweit Ausgaben in diesem Wälzungsmechanismus bereits zeitlich vorgezogen vor den Einnahmen anfallen, eine Zwischenfinanzierung gemäß § 25 StromPBG über den Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) erfolgt. Dies vermeidet Vorfinanzierungsbedarf und Liquiditätsengpässe bei den beteiligten Netzbetreibern.

Klare Haftungsregelungen und keine Inkassofunktion für den VNB

Es wird begrüßt, dass in § 15 im Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (Strompreisbremsegesetz – StromPBG) die Haftung und Zurechnung von Überschusserlösen klar in die Verantwortung der Betreiber der Stromerzeugungsanlage gestellt wird.

Kostenausgleich zwischen ÜNB und VNB

Die in § 22 zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern geregelten Ansprüche auf Belastungsausgleich der ÜNB gegenüber den VNB erscheinen insofern sachgerecht, als dass sie sich auf die ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in Höhe der vereinnahmten Überschusserlöse nach § 14 beziehen. Indem VNB ausschließlich die Überschusserlöse weiterzugeben haben, die ihnen von den jeweiligen Anlagenbetreibern überwiesen werden, tragen sie zurecht nicht das wirtschaftliche Risiko einer zutreffenden Ermittlung und Zahlung der Übererlöse durch die Anlagenbetreiber. Daher begrüßen wir, dass gemäß § 22 StromPBG die VNB nur verpflichtet sind, „vereinnahmte“ Beträge von Stromerzeugern an die ÜNB weiterzuleiten. Zu beachten ist, dass diese Zahlungen den VNB nach der Konzeption des § 14 StromPBG erst spät zufließen. Die Zahlung muss demnach bis zum 15. Kalendertag des fünften Monats erfolgen, der auf den jeweiligen Abrechnungszeitraum folgt.

Klärungsbedürftig erscheint uns vor diesem Hintergrund die Regelung des § 23 StromPBG, konkret nach welcher Maßgabe im Verhältnis zwischen VNB und ÜNB die monatlichen Abschlagszahlungen nach § 23 StromPBG zu leisten sein sollen. Hier sollte eine Klarstellung in § 23 StromPBG dergestalt erfolgen, dass Abschläge der VNB an die ÜNB nur insofern gezahlt werden müssen, als dass diese bereits Beträge von Stromerzeugern vereinahmt haben. Ohne diese Klarstellung bestünde das zwingend zu vermeidende Risiko einer Vorfinanzierung durch den VNB.

Kostenanerkennung

Die Abwicklung der Gewinnabschöpfung ist auch im reinen Einnahme- und Ausgabefall für die in Dienst genommenen Netzbetreiber mit teils erheblichem Aufwand verbunden. An vielen Stellen wird es nicht möglich sein, Vorgänge kurzfristig in die Standardsysteme zu integrieren, um händische Abwicklung und Excel-Tabellen zu umgehen.

Es müssen daher daraus resultierende Mehrkosten beim Netzbetreiber, sei es durch Personalaufbau oder die Beauftragung von absehbar notwendigen externen Dienstleistern, unbürokratisch und ohne großen Nachweisaufwand als zusätzliche, außerhalb der Erlösobergrenze entstandene Kosten Berücksichtigung finden. Es ist ferner zu beachten, dass relevante Aufwendungen auch dann anfallen können, wenn ein Verteilnetzbetreiber vergleichsweise wenig Anlagen in seinem Netzgebiet hat.

Als sachgerecht wird die Möglichkeit bewertet, dass die VNB gemäß § 22, Abs. 2 StromPBG gegen ihren unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einen finanziellen Anspruch auf die bei ihnen im Rahmen der Vorbereitung und Durchführung der Abschöpfung von Überschusserlösen nach Teil 3 des StromPBG entstandenen Mehrkosten haben.

Neue Grenze 30.000 kWh bei der Entlastung verursacht immensen Aufwand

Im Gesetzesentwurf wird vorgeschlagen:

„Haushalte und Kleingewerbe (Entnahmestellen mit einem Verbrauch von bis zu 30.000 Kilowattstunden – kWh) erhalten ein auf 40 Cent/kWh (inklusive Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen) gedeckeltes Kontingent in Höhe von 80 Prozent ihres historischen Netzbezuges. Entnahmestellen mit mehr als 30.000 kWh historischem Jahresverbrauch, also insbesondere mittlere und große Unternehmen, erhalten ein auf 13 Cent/kWh (zuzüglich Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen) gedeckeltes Kontingent in Höhe von 70 Prozent ihres historischen Netzbezuges.“

Die Tarife im Strom der Versorger sind bis 100.000 kWh – der klassischen Grenze zwischen SPL und RLM – ausgelegt. Diese Grenze ist auch im verordnungstechnischen Kontext (bspw. Pflichteinbau von Zählern nach der Stromnetzzugangsverordnung) fixiert. Unter 100.000 kWh rechnen die Unternehmen immer Netto All-Inklusive-Preise plus USt. ab. Das heißt, dass in den Systemen in den SLP-Tarifen keine NNE etc. separat abgebildet haben und dementsprechend auch für eine Berechnung bei den Kunden zwischen 30.000 kWh und 100.000 kWh nicht auf solche Werte zurückgreifen können.

Durch die willkürliche Grenze von 30.000 kWh entsteht somit ein immenser Mehraufwand.

Lösung

Daher dringender Vorschlag: Diese Grenze muss auf 100.000 kWh angehoben werden (Alternativ muss der Preisdeckel ab 30.000 kWh ebenfalls ein All-Inklusive-Preis sein).

Zu § 32 Verteilnetzbetreiber

Problem bei § 32 Absatz 1 Satz 2

Eine **Endabrechnung** zum 31. Mai ist den VNB für Entnahmestellen nicht möglich, der Begriff ist irreführend. Möglich sind dagegen **Jahresverbrauchsprognosen** auf Basis von tatsächlichem Verbrauch und Hochrechnung bzw. Abgrenzung.

Lösung

(1) *Verteilernetzbetreiber müssen der Bundesnetzagentur*

[...]

*2. bis zum 31. Mai eines Jahres **im Falle von Stromerzeugungsanlagen [a]** die Endabrechnung, **im Falle von Entnahmestellen [b]** die Jahresverbrauchsprognose auf Basis von tatsächlichem Verbrauch und Hochrechnung bzw. Abgrenzung* für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr vorlegen

a) für jede einzelne Stromerzeugungsanlage unter Angabe der eindeutigen Nummer des Registers sowie zusammengefasst; § 24 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend anzuwenden,

b) für jede einzelne Entnahmestelle unter Angabe der für diese Entnahmestelle geltenden Identifikationsnummer sowie zusammengefasst und [...]

Grenze der Abschöpfung

Die vorgesehene Abschöpfung bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen auf eine solche größer 1 MW wird ausdrücklich begrüßt. Nach den vorliegenden Daten beschränkt sich damit die Anzahl auf rund 35.000 Anlagen.

Zentrale, digitale Schnittstelle als wichtiger Lösungsbaustein nach § 35 StromPBG

Der VKU begrüßt die nach § 35 Absatz 5 StromPBG bereitzustellende digitale Schnittstelle, die von der Bundesnetzagentur betrieben wird. Diese sollte nach unserem Verständnis durch einen qualifizierten Dienstleister im Auftrag staatlicher Stellen erstellt werden soll. Hierdurch werden Anfragen gebündelt, die Sicherstellung der Datenkohärenz vereinfacht und die Zahl von Schnittstellen im Sinne prozessualer Effizienz minimiert.

Ausdrücklich begrüßt der VKU den Verzicht auf eine Referenzrechnung durch den Netzbetreiber – dies vermeidet Widersprüchen für Anlagenbetreiber und erheblichen Mehraufwand für Verteilnetzbetreiber.

Zeitbedarf anerkennen

Im Sinne einer reibungslosen Umsetzung ist insbesondere bei dem vorgesehenen komplexen Modell der Gewinnabschöpfung essentiell wichtig, dass ausreichend Zeit für die Implementierung automatisierter Prozesse gegeben wird. Dies beinhaltet das Schnittstellentool, aber auch die Einstellung der Zahlungsprozesse. Zudem ist darauf zu achten, dass hier angemessene Zeitintervalle für die Abschöpfung vorgesehen werden. Wir halten hier vierteljährliche oder größere Intervalle für sinnvoll.

Zu Artikel 2 | Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu Nr. 4 | Einführung von § 118b - Befristete Sonderregelungen für Energielieferverträge mit Haushaltkunden außerhalb der Grundversorgung bei Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung

Der VKU befürwortet es, dass die für die Strom- und Gasgrundversorgung geltenden Regelungen zum Recht zur Versorgungsunterbrechung wegen der Nichterfüllung von fälligen Zahlungsverpflichtungen trotz Mahnung entsprechend und befristet für den Zeitraum der Strom- und Gaspreisbremse bis zum 30.04.2024 auch für Strom- und Gaslieferverträge mit Haushaltkunden außerhalb der Grundversorgung übertragen werden sollen. Das hohe Schutzniveau der grundversorgten Haushaltkunden wird damit im Einklang mit den unionsrechtlichen Vorgaben auf alle Haushaltkunden erweitert und damit das Verbraucherschutzniveau in Deutschland deutlich erhöht. Mit der Übernahme des bisher nur in der Strom- und Gasgrundversorgung geltenden Instruments der Abwendungsvereinbarung wird insbesondere das Interesse des Energielieferanten am Erhalt der Gegenleistung für seine Energielieferung berücksichtigt.

Dabei darf jedoch nicht unberücksichtigt bleiben, dass der beabsichtigte § 118 b EnWG – so wie im Übrigen auch die entsprechenden §§ 19 StromGVV und GasGVV – im Ergebnis für den Energielieferanten eine erschwerende, besondere Ausprägung des allgemeinen und insbesondere fristlos ausübbaren, allgemeinen Zurückbehaltungsrechts nach § 275 BGB darstellt und sich daher die dem zurückbehaltungsberechtigten Energielieferanten auferlegten Pflichten nicht unangemessen wirtschaftlich zu seinen Lasten auswirken dürfen. Vor diesem Hintergrund bedürfen daher einzelne Regelungen des beabsichtigten § 118 b EnWG noch der Präzisierung. Im Einzelnen:

Zu § 118b Abs. 7 Satz 4 EnWG

Danach soll es dem Haushaltkunden unabhängig von seinem gesetzlichen Widerrufsrecht möglich sein, Einwände gegen die Regelungen der Abwendungsvereinbarung innerhalb des ersten Monats nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung in Textform zu erheben. Dies wird damit begründet, dass der Haushaltkunde die Abwendungsvereinbarung in der Regel innerhalb kurzer Fristen annehmen muss und sich in einer Zwangslage

befindet, da er eine Versorgungssperre abwenden möchte. Mit dieser Vorgabe soll auch verhindert werden, dass der Kunde in der Abwendungsvereinbarung Forderungen als unstreitig anerkennt, gegen die er rechtliche Einwände bei näherer Prüfung geltend machen würde.

Diese Regelung übersieht dabei aber, dass nach § 118b Abs. 4 Satz 3 und 4 EnWG eine Unterbrechung der Versorgung nur wegen fälligen und unstreitigen Zahlungsverpflichtungen angedroht werden darf. Über diesen fälligen und unstreitigen Zahlungsrückstand soll dann die Abwendungsvereinbarung geschlossen werden. Der Kunde läuft damit nicht Gefahr, mit der Abwendungsvereinbarung unstreitige Forderungen anzuerkennen. Ein über das dem Kunden zustehende gesetzliche Widerrufsrecht hinausgehendes Schutz- und Regelungsbedürfnis besteht mithin nicht.

§ 118b Abs. 7 Satz 4 EnWG ist daher ersatzlos zu streichen.

Zu § 118b Abs. 7 Satz 5 bis 8 EnWG

Nach diesen Regelungen soll der Kunde verpflichtet sein, die Zahlungsrückstände in einem für ihn und seinen Energielieferanten wirtschaftlich zumutbaren Zeitraum zu begleichen. Für die Bemessung des Zeitraums soll die Höhe der Zahlungsrückstände maßgeblich einzubeziehen, Einwände des Kunden im Hinblick auf Zeitraum und Höhe der Raten aber zu berücksichtigen sein. In der Regel soll je nach Höhe des Zahlungsrückstandes ein Zeitraum von 6 bis 18 Monaten als zumutbar gelten. Dem Haushaltkunden soll aber eine schnellere Tilgung unbenommen bleiben. Das entspricht den bislang in der Grundversorgung bewährten Regeln.

Wenn sich die Zahlungsrückstände des Kunden jedoch auf mehr als 300 Euro belaufen sollten, kann – laut Begründung – ein Zeitraum von 6 bis 18 Monaten für die Begleichung der Zahlungsrückstände nicht mehr wirtschaftlich für den Kunden erreichbar sein. In diesen Fällen soll der Zeitraum der Abwendungsvereinbarung mindestens 12 bis höchstens 24 Monate betragen.

Der Betrag von mehr als 300 Euro, der zu einer Verlängerung der Laufzeit der Abwendungsvereinbarung bis zu höchstens 24 Monaten führen kann, erscheint auf eher hypothetischen Erwägungen und nicht praktisch-empirischen Erkenntnissen zu beruhen und ist zu niedrig; denn ein Zahlungsrückstand von z.B. 320 Euro würde bei einer Laufzeit von 24 Monaten zu einer monatlichen Rate von 13,33 Euro führen. Dies ist kein einem Energielieferanten im Massenkundengeschäft wirtschaftlich zumutbarer Zeitraum. Als Grundsatz sollte hier auf jeden Fall immer gelten, dass die individuelle Höhe der Zahlungsrückstände für die Bemessung des Zeitraums maßgeblich sein muss. Der Grenzbetrag, bei dem

im Einzelfall längere Laufzeiten in Betracht kommen können, sollte mindestens 500 Euro betragen.

§ 118b Abs. 7 Satz 6 und 7 EnWG sollten daher wie folgt formuliert werden:

Zumutbar ist im Regelfall ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten. Überschreiten die Zahlungsrückstände im Einzelfall die Summe von 500 Euro, kann dieser Zeitraum mindestens zwölf bis höchstens 24 Monate betragen.

Zu § 118b Abs. 7 Satz 10 und 11 EnWG

Danach soll der Kunde die Möglichkeit erhalten, von seinem Energielieferanten eine Aussetzung seiner Verpflichtungen aus der Abwendungsvereinbarung hinsichtlich der monatlichen Ratenzahlungen, die einer Begleichung der Zahlungsrückstände dienen, während der Laufzeit der Abwendungsvereinbarung für insgesamt bis zu drei Monatsraten zu verlangen. Voraussetzung ist, dass der Kunde den Energielieferanten vor dem Beginn des jeweiligen Monats, in dem er die Zahlung aussetzen möchte, darüber informiert und dass er seinen anderen laufenden Zahlungsverpflichtungen, insbesondere zur Zahlung der Abschlagszahlung aus dem Energieliefervertrag, weiter nachkommt. In dem Zeitraum der Abwendungsvereinbarung kann der Haushaltkunde die Stundung flexibel in Anspruch nehmen. Er kann zum Beispiel sowohl die Aussetzung der Zahlungen in bis zu drei aufeinander folgenden Monaten als auch in bis zu drei einzelnen und frei wählbaren Monaten verlangen.

Wenn der Kunde es verlangen kann, bedarf es einer Entscheidung des Energielieferanten, ob er diesem Verlangen zustimmt oder nicht. Wenn der Kunde den Energielieferanten nur vorab informieren muss, entscheidet allein der Kunde über die Aussetzung. Auch hier muss aber der Grundsatz des auch dem Energielieferanten wirtschaftlich Zumutbaren des § 118b Abs. 7 Satz 5 EnWG gelten.

§ 118b Abs. 7 Satz 10 bis 12 EnWG sollten daher wie folgt formuliert werden:

Der Haushaltkunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, mit Zustimmung des Energielieferanten seine Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich der monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten aussetzen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Liefervertrag erfüllt. Der Haushaltkunde hat dies bei dem Energielieferanten vorab in Textform zu beantragen und die Gründe für die beantragte Aussetzung mitzuteilen. Im Falle einer Aussetzung nach Satz 10 verlängert sich der nach den Sätzen 6 und 7 bemessene Zeitraum entsprechend.

Zu § 120 EnWG

Der VKU lehnt die ersatzlose Aufhebung von §120 EnWG entschieden ab.

Begründung:

Die Begründung ist den nachfolgenden Ausführungen zu Artikel 3 Nr. 3 Strompreisbremsgesetz (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung) zu entnehmen.

Zu Artikel 3 | Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Zu § 18 StromNEV

Der VKU lehnt die Aufhebung des § 18 StromNEV und damit den ersatzlosen Entfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) entschieden ab. Sie bedroht den Weiterbetrieb dringend benötigter Anlagen, insb. KWK-Anlagen.

- Sie steht im Widerspruch zur übergeordneten Krisenbewältigungsstrategie, das Stromangebot auszuweiten.
- Negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die Strompreise und die Stromnetze können die Folge der Abschaffung sein.
- Mit Blick auf die Stromnetzstabilität ist zu befürchten, dass durch die Abschaffung weniger flexible elektrische Leistung zur Verfügung stünde.
- Die netzdienlichen Auswirkungen der dezentralen Einspeisung sind von höchstrichterlicher Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bis heute anerkannt
- Eine nachhaltige Entlastung der Netznutzer im Strombereich durch die Abschaffung ist nicht erkennbar.
- Es besteht die Gefahr von Preissteigerungen in der Fernwärme, da die vNNE-Erlöse bei der Kalkulation des Fernwärmepreises kostendämpfend berücksichtigt worden.
- Vertrauen in gesetzgeberische Festlegungen, getroffen in 2017 mit dem NEMoG, wird maßgeblich verletzt.
- Die Erreichung der mittelfristigen Ziele, die Kapazitätslücke zu schließen und Wärmenetze schnell auszubauen, wird durch den Vertrauensbruch gefährdet.

Der VKU lehnt die in Art. 3 Nr. 3 Strompreisbremsegesetz vorgesehene **Aufhebung der Entgelte für dezentrale Einspeisung** (§ 18 Stromnetzentgeltverordnung) entschieden ab. Ein so kurzfristiger und erheblicher Eingriff in die Erlösstruktur der dezentralen Erzeugungsanlagen gefährdet den Betrieb der Anlagen und damit die Versorgungssicherheit. Das kann sich Deutschland gerade in der gegenwärtigen Situation am Strommarkt nicht leisten. Sowohl die langfristige Beschaffung der Brennstoffe als auch die langfristige Vermarktung des Stroms, aber auch die Einsatzplanung der Kraftwerke und die Revisionsplanung sind bereits unter der Annahme erfolgt, dass vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) erlöst werden können. Hier ist Bestandsschutz erforderlich. Dies gilt nicht nur für

bereits bestehende Anlagen, sondern auch für Anlagen, die bis Ende 2022 fertig gestellt werden.

Der Entfall der vNNE würde bei - von der Politik angereizten - Kraftwerksprojekten von kommunalen Unternehmen zu Einbußen in zweistelliger Millionenhöhe führen:

Praxisbeispiel 1: In einer deutschen Großstadt wären beispielsweise zwei Gasturbinen betroffen, die gerade auf „H2-ready“ samt Leistungssteigerung modernisiert wurden (Größenordnung über 100 MWel). Im guten Glauben an den Fortbestand der vNNE sind sie bereits in den Probetrieb genommen worden. Somit können sie auch nicht mehr von einer um 0,5 ct/kWh erhöhten KWKG-Förderung ab nächstem Jahr profitieren.

Praxisbeispiel 2: In einer deutschen Großstadt wurde kürzlich ein modernes, hochflexibles Gasmotorenheizkraftwerk (Größenordnung 100 MW) in Betrieb genommen. Durch die Streichung der vNNE würden dem kommunalen Betreiber Einbußen im hohen einstelligen Millionenbereich entstehen. Die Wirtschaftlichkeit des Projektes wäre stark gefährdet. Bezogen auf den gesamten Anlagenpark drohen Einbußen in Höhe von rund 20 Mio. Euro pro Jahr.

Praxisbeispiel 3: Einem kommunalen Unternehmen, das mit mehreren KWK-Anlagen das Wärmenetz einer Großstadt versorgt, drohen Einbußen in Höhe von rund 10 Mio. Euro pro Jahr.

Praxisbeispiel 4: In einer weiteren Großstadt stehen rund 2 Mio. Euro pro Jahr zur Disposition. Das kommunale Unternehmen baut derzeit seine Erzeugung auf klimaneutrale Energieträger (Klärschlamm und Altholz) um. Es hat zudem Maßnahmen ergriffen und plant weitere, um die Stromerzeugung zu erhöhen und zu flexibilisieren. Bei der Entscheidung, diese politisch angereizten und kapitalintensiven Maßnahmen durchzuführen, hat das Unternehmen fest mit den vNNE-Erlösen (Rechtsgrundlage NEMoG) kalkuliert.

Das Argument, dass die Stromerzeuger derzeit aufgrund höherer Einnahmen den Verlust der vNNE-Erlöse kompensieren können, vernachlässigt einen ganz wesentlichen Punkt. Es lässt sämtliche Absicherungen von stromproduzierenden Anlagen im Terminmarkt außer Acht. Gerade kommunale Unternehmen wählen zur Absicherung ihrer Investition eine risikoaverse, lang angelegte Absicherungsstrategie, in dem sie zum Großteil mittel- und langfristig über den Terminmarkt vermarkten bzw. hedgen. Die Betrachtung der aktuellen Preisniveaus auf den Kurzfristmärkten (Strom, Erdgas, CO2-Zertifikate) ist damit unzureichend. Stattdessen sollte das historische Terminmarktniveau von mind. der letzten 5 Jahren herangezogen werden. Auf diesen Preisniveaus ruhen entsprechende Investitionsentscheidungen und auch Absicherungsgeschäfte. Dies gilt auch und insbesondere für die

Anlagen, die bis Ende dieses Jahres ans Netz gehen werden und noch vNNE bekämen. Das Vertrauen auf die gesetzgeberischen Regelungen zu den vNNE (s.u.) war ein ganz wesentlicher Teil zur Darstellung der Gesamtwirtschaftlichkeit und demzufolge für die Investitionsentscheidungen.

Entgegen der Aussagen in der Gesetzesbegründung haben die Unternehmen mit den vNNE größtenteils als gesicherte Einnahme kalkuliert. Zum einen gibt es eine Arbeits- und Leistungskomponente, was Risiken reduziert. Zum anderen können Energieversorger die Zeitfenster für die netzentlastende Wirkung der vNEE anhand von empirischen Daten und Prognosemodellen gut abschätzen.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass das Strompreisbremsegesetz bei der Erlösobergrenze Steinkohle und Gas aus guten Gründen ausnimmt. Von der Abschaffung der Entgelte für dezentrale Einspeisung sind jedoch insbesondere Steinkohle- und Gas-KWK-Anlagen betroffen, wodurch Nachteile für diese Anlagen entstehen. Bei Kohleanlagen kommt hinzu, dass für ihre restliche Laufzeit die Vergütung eine wesentliche Rolle spielt. Vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Energiekrise müssen die Strompreise möglichst niedrig gehalten werden. Eine Benachteiligung der Erlössituation für Kraftwerke ist damit jedoch nicht vereinbar.

Die Annahme des Gesetzentwurfs, dass die Abschaffung der verhinderten Netzentgelte zu einer finanziellen Entlastung der Netznutzer im Strombereich führt, ist aus Sicht des VKU nicht nachvollziehbar. Sie muss unbedingt hinterfragt werden. Selbst wenn der Argumentation in der Gesetzesbegründung gefolgt wird, würde sich die unmittelbare Entlastung für einen durchschnittlichen Haushaltskunden nur auf 0,376 ct/kWh beziehen und würde damit sehr gering ausfallen.² Zudem wäre diese Entlastungswirkung nicht nachhaltig. Denn wenn die Erlöse der Kraftwerke deutlich reduziert würden, wäre mit einem reduzierten Betrieb zu rechnen. Netzstrukturen, die von den dezentralen Erzeugungsanlagen stabilisiert werden, müssten angepasst werden. Das würde wiederum unterm Strich eine Kostensteigerung für den Stromkunden bewirken.

Auch mit Blick auf die Stromnetzstabilität ist anzumerken, dass bei ersatzlosem Entfall der vNNE für KWK-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmelieferverpflichtungen vielfach auf heizöl- oder erdgasbetriebene Heizkessel – mit entsprechend höheren CO₂-Emissionen - umgestellt werden würde und damit flexible elektrische Leistung nicht mehr zur Verfügung stände.

² Grundlage der Berechnung sind Angaben in der Gesetzesbegründung und im Monitoringbericht 2021 der BNetzA, wonach die vNNE 5 Prozent der von den Stromkunden zu zahlenden Netzentgelte (2021: 7,52 ct/kWh) ausmachen

Die netzdienlichen Auswirkungen der dezentralen Einspeisung, die ein Entgelt nach § 18 StromNEV rechtfertigen, sind von höchstrichterlicher Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bis heute anerkannt (vgl. Beschlüsse des BGH vom 20.06.2017 EnVR 40/16, vom 14.11.2017 EnVR 41/16). Darüber hinaus ist die Diskussion um vermiedene Netznutzungsentgelte in den Jahren 2016 und 2017 intensiv im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses zum Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) geführt und mit einem Kompromiss zum Abschluss gebracht worden.

Dieser Kompromiss hat u.a. zum Einfrieren der vNNE auf dem Niveau von 2016 geführt. Die Bundesnetzagentur stellt im Monitoringbericht 2021 zu den Auswirkungen folgendes fest „Durch die Deckelung der Höhe der vermiedenen Netzentgelte und den Wegfall für volatile Einspeiser, sanken die vermiedenen Netzentgelte von ca. 2,5 Mrd. Euro im Jahr 2017 auf ca. 942 Mio. Euro im Jahr 2020. Ab dem Jahr 2023 in Betrieb genommene dezentrale konventionelle Kraftwerke werden keine vermiedenen Netzentgelte mehr erhalten. Entsprechend werden ab diesem Zeitpunkt die vermiedenen Netzentgelte weiter sinken.“

Folglich ist der Nutzen des nun beabsichtigten Eingriffes in den Bestandsschutz begrenzt, er würde jedoch einen massiven wirtschaftlichen Schaden für die kommunalen Unternehmen bedeuten.

Das Ausbleiben geplanter Entgelte für dezentrale Einspeisung könnte auch negative Auswirkungen auf die Preisgestaltung von Wärmepreisen der kommunalen Unternehmen haben. Denn die vNNE-Erlöse wirken bei der Kalkulation des Fernwärmepreises bislang kostendämpfend. Diese Entlastungswirkung würde zukünftig entfallen, welches Preissteigerungen nach sich zöge, die nach Entfall der Wärmepreisbremse womöglich sukzessive an den Endkunden weitergegeben werden müsste.

Die Anlagenbetreiber können – entgegen der Behauptung in der Gesetzesbegründung – keine spürbare Entlastung von Bürokratiepflichten durch den Wegfall der vNNE erkennen, vielmehr wird durch die Preisbremsen erheblich mehr Bürokratie der Branche aufgebürdet.

Sofern der Entfall der vNNE anderweitig nicht kompensiert werden kann, würde sich in gleichem Maße das EBITDA reduzieren. Der Verschuldungsgrad kommunaler Energieversorger könnte je nach relativer Leistung der KWK-Anlage(n) um 5% bis 30% steigen - bei ohnehin aufgrund der aktuellen Situation vielerorts knapp bemessener Eigenkapitalausstattung. In einer Phase sich eintrübender Konjunktur und steigender Zinsen ist trotz Strom- und Gaspreisbremse zudem mit vermehrten Forderungsausfällen auf Kundenseite zu rechnen. Daher würde ein Entfall der vNNE die kommunalen Unternehmen zur Unzeit treffen. Auch Zukunftsinvestitionen in klimaneutralen Strom und Wärme würden durch den höheren Verschuldungsgrad erschwert.

Schlussendlich würde die Abschaffung das Vertrauen in gesetzgeberische Festlegungen, auf dem auch Entscheidungen für Investitionen in den dringend notwendigen Zubau von H2-ready KWK-Anlagen und den Ausbau der Wärmenetze fußen, aushöhlen. Die Abschaffung der vNNE stünde also der Erreichung der mittelfristigen Ziele, die stromseitige Kapazitätslücke zu schließen und die Wärmenetze möglichst schnell auszubauen, entgegen.

Zu Artikeln 4 und 5 | Änderungen der Strom- und Gasgrundversorgungsverordnungen

Zu den Artikeln 4 und 5 und den damit beabsichtigten Änderungen der §§ 19 StromGVV und GasGVV regen wir zunächst grundsätzlich an, den Wortlaut der §§ 19 Abs. 1 bis 7 StromGVV und GasGVV inhaltsgleich durch den Wortlaut des § 118b Abs. 2 bis 9 EnWG in der Fassung der vorstehenden Änderungsvorschläge und mit der Maßgabe, dass statt "Haushaltkunde" der Begriff "Kunde" und statt "Energielieferant" der Begriff "Grundversorger" verwendet wird, zu ersetzen. Damit werden vom systematischen Aufbau und vom Wortlaut her gleichlautende Regelungen für die Belieferung von Haushaltkunden in und außerhalb der Grundversorgung geschaffen. Das erleichtert die Rechtsanwendung und schafft mehr Transparenz für Verbraucher und Energielieferanten (Grundversorger).

Sollte dies nicht möglich sein, regen wir jedoch unbedingt folgende Änderungen an:

§ 19 Abs. 2 Satz 5 StromGVV und zu § 19 Abs. 2 Satz 5 GasGVV sollten entsprechend § 118b Abs. 3 Satz 2 EnWG wie folgt gefasst werden:

Der Grundversorger hat den Kunden mit der Androhung der Unterbrechung über die Möglichkeit zu informieren, Gründe für eine Unverhältnismäßigkeit der Unterbrechung, insbesondere eine Gefahr für Leib und Leben, in Textform mitzuteilen und auf Verlangen des Grundversorgers glaubhaft zu machen.

Ebenso wie außerhalb der Grundversorgung muss auch in der Grundversorgung das Recht des Grundversorgers bestehen, vom Kunden eine Glaubhaftmachung der Gründe, die für eine mögliche Unverhältnismäßigkeit der Unterbrechung sprechen, zu verlangen. Sachlich gerechtfertigte Gründe für eine differenzierte Betrachtung innerhalb und außerhalb der Grundversorgung sind nicht ersichtlich.

§ 19 Abs. 5 Satz 4 und 5 StromGVV und § 19 Abs. 5 Satz 4 und 5 GasGVV sind ersatzlos zu streichen.

Die Begründung entspricht der Begründung zu § 118b Abs. 7 Satz 4 EnWG.

Nach § 19 Abs. 5 Satz 3 StromGVV und § 19 Abs. 5 Satz 3 GasGVV werden jeweils die beabsichtigten Sätze 4 bis 11 durch die nachfolgenden Sätze 4 bis 11 ersetzt.

Die Ratenzahlungsvereinbarung nach Satz 3 Nummer 1 muss so gestaltet sein, dass der Kunde sich dazu verpflichtet, die Zahlungsrückstände in einem für den Grundversorger sowie für den Kunden wirtschaftlich zumutbaren Zeitraum vollständig auszugleichen. Zumutbar ist im Regelfall ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten. Überschreiten die Zahlungsrückstände im Einzelfall die Summe von 500 Euro, kann dieser Zeitraum mindestens zwölf bis höchstens 24 Monate betragen. In die Bemessung der Zeiträume nach den Sätzen 5 und 6 soll die Höhe der jeweiligen Zahlungsrückstände maßgeblich einfließen. Nimmt der Kunde das Angebot vor Durchführung der Unterbrechung in Textform an, darf die Strom- / Gaslieferung durch den Grundversorger nicht unterbrochen werden lassen. Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, mit Zustimmung des Grundversorgers seine Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich der monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten aussetzen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Liefervertrag erfüllt. Der Kunde hat dies bei dem Grundversorger vorab in Textform zu beantragen und die Gründe für die beantragte Aussetzung mitzuteilen. Im Falle einer Aussetzung nach Satz 10 verlängert sich der nach den Sätzen 6 und 7 bemessene Zeitraum entsprechend.

Die Begründung entspricht der Begründung zu § 118b Abs. 7 Satz 6 und 7 sowie 10 und 11 EnWG.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

Jan Wullenweber
Bereichsleiter Energiesystem
und Energieerzeugung
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-380
E-Mail: wullenweber@vku.de

Andreas Seifert
Stv. Abteilungsleiter Recht, Finanzen und Steuern
Bereichsleiter Recht

Telefon: +49 30 58580-132
E-Mail: seifert@vku.de

Dr. Jürgen Weigt
Fachgebietsleiter Erneuerbare Energien
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-387
E-Mail: weigt@vku.de



Stellungnahme

Dr. Simone Peter
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

BEE-Stellungnahme

zur Anhörung von Dr. Simone Peter, geladene Sachverständige im Ausschuss für Klimaschutz und Energie am 06.12.2022, zum „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen“

Berlin, 5. Dezember 2022



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Vorbemerkungen.....	3
Das Wichtigste in Kürze	4
Bewertung des Kabinettsentwurfs der StromPBG und Verbesserungsvorschläge.....	5
1. Erlösobergrenze anheben und Investitionsspielräume ermöglichen	5
2. Bioenergie ausnehmen und Flexibilitäten im Markt halten	6
3. Verwerfungen auf den Strommärkten vermeiden	7
4. Investitions- und Planungssicherheit durch eine klare Befristung gewährleisten....	8
Anmerkungen hinsichtlich der weiteren energierechtlichen Bestimmungen.....	9



Vorbemerkungen

In der Kabinettsitzung vom 25.11.2022 hat die Bundesregierung (BReG) den Kabinettsentwurf (KabE) für ein „Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen“ beschlossen. Der Entwurf basiert auf der EU-Verordnung 2022/1854, welche es den Mitgliedstaaten ermöglicht, Maßnahmen gegen die anhaltende Energie- und Versorgungskrise zu treffen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat auf dieser Grundlage in den letzten Wochen erste Entwurfssassungen erarbeitet und letzte Woche schließlich den Referentenentwurf (RefE) für ein Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (Strompreisbremsegesetz – StromPBG) vorgelegt. Diesen - mit u.a. relevanten Änderungen im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) und dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - hat der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) trotz der äußerst kurzen Frist von weniger als 24h in der Stellungnahme vom 23.11. ausführlich bewertet.¹ Im Folgenden bewertet der BEE die letzte Fassung des Kabinettsentwurfs (KabE) vom 25.11. und zeigt den dringendsten Änderungsbedarf auf.

Als Vertretung der Erneuerbaren-Branche unterstützt der BEE ausdrücklich den kurzfristigen staatlichen Handlungsbedarf in dieser historischen Krise. Die Branche der Erneuerbaren Energien ist sich ihrer gesellschaftlichen Verantwortung bewusst und möchte einen Beitrag zur Bewältigung der Krise leisten. Bereits heute senken die Erneuerbaren in der fossilen Energiekrise die Strompreise. Zudem sind ausschließlich die Erneuerbaren Energien in der Lage, Versorgungssicherheit zu bezahlbaren Energiepreisen sicherzustellen. Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bedarf es jetzt enormer Investitionen und eines Beschleunigungspakets. Laut Branchenschätzungen sind allein für den **Ausbau der EE-Energien Wind-an-Land (sowie auf See), Photovoltaik und Bioenergie Investitionen von ca. 400 Mrd. Euro bis 2030 notwendig**. Statt die im globalen Wettbewerb stehenden Investitionen weiter anzureizen, droht die Strompreisbremse jedoch zur Investitionsbremse und somit zu einer Ausbaubremse zu werden.

Nach wie vor bestehen erhebliche Zweifel, ob der Gesetzesentwurf der EU-Notfallverordnung und dem nationalen Verfassungsrecht entspricht.² Der Gesetzesentwurf verletzt elementare Grundrechte insbesondere der Betreiber*innen von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und greift in Vertragskonstellationen Dritter ein. Es besteht daher die Gefahr, dass die geplante Erlösabschöpfung einer juristischen Überprüfung nicht standhält.

Vor diesem Hintergrund lehnt der BEE den vorgeschlagenen Ansatz der BReG entschieden ab und plädiert nach wie vor für eine steuerliche Lösung. Nachdrücklich zu kritisieren ist, dass die *Umsätze* Erneuerbarer Energien weitestgehend abgeschöpft werden sollen, anstatt wie bei Unternehmen im Erdöl-, Erdgas-, Kohle- und Raffineriebereich einen Teil des Unternehmensgewinns abzuschöpfen. Dies birgt das Risiko von Eingriffen in die betriebswirtschaftliche Grundlage der Markakteure mit äußerst negativen Folgewirkungen für eben diese, aber auch für den Strommarkt an sich. Aus diesem Grunde wäre ein steuerlicher Abschöpfungsmechanismus, der am Gewinn einer Anlage ansetzt, wesentlich sinnvoller.

Sollte die Bundesregierung an dem vorliegenden Ansatz festhalten, bedarf es unbedingt einiger wichtiger Änderungen, damit der negative Effekt auf den Ausbau und das Investitionsklima der Strompreisbremse gemindert werden kann. Der BEE stellt im Folgenden den **dringendsten Änderungsbedarf im StromPBG** dar. Für weitere Details verweist der BEE auf seine erste Stellungnahme vom 23.11.2022 und für die ausführliche Bewertung der Änderungen im EEG

¹ Siehe Stellungnahme des BEE vom 23.11.2022 <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-stellungnahme-zur-formulierungshilfe-der-bundesregierung-zur-einfuehrung-einer-strompreisbremse>.

² Siehe aktualisiertes Gutachten der Kanzlei Raue zur Verfassungsmäßigkeit des Gesetzentwurfes <https://bsw.li/3VEi9Uu>.

und EnWG auf die Stellungnahmen des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE), des Hauptstadtbüros Bioenergie (HBB)³ und des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. (BSW).

Das Wichtigste in Kürze

- **Investitions- und Planungssicherheit durch eine klare Befristung gewährleisten:**
Der BEE begrüßt, dass die BReG im KabE der Strompreisbremse einen neuen Stichtag (01.12.2022) gewählt hat und somit die **verfassungsrechtlich unzulässige Rückwirkung entfällt**. Nach wie vor gilt es jedoch, die Rechtssicherheit der Erlösobergrenze zu gewährleisten und diese konform mit dem Verfassungs- und Europarecht auszugestalten. Ein zentraler Punkt hierbei ist die **klare Befristung des Vorschlags bis zum Juni 2023**. Der BEE fordert eine klare gesetzliche Verankerung der BReG, die regelt, dass es keinen Automatismus zur Abschöpfung ab Juni 2023 gibt, sondern gegebenenfalls ein neuer gesetzgeberischer Rahmen im Einklang mit dem Unionsrecht geschaffen werden muss.
- **Erlösobergrenze anheben und Investitionsspielräume ermöglichen:**
Die EE-Branchen haben enorme Kostensteigerungen bei Material und Zinsen zu verzeichnen: **Bei Windenergie an Land sind die Kosten um 30-40 Prozent, bei Photovoltaik um 60-65 Prozent und bei der Biomasse um bis zu 50 Prozent im letzten Jahr gestiegen**. Vor diesem Hintergrund ist der massive Eingriff in die Unternehmensumsätze (statt Gewinne) besonders schwerwiegend, schöpft die BReG hier doch dringend notwendigen Investitionsspielraum ab. Der BEE fordert daher, wie in der EU-Verordnung vorgesehen, **eine einheitliche Erlösobergrenze von 180 €/MWh** zumindest aber eine **angemessene Erhöhung des Sicherheitszuschlags**.
- **Verwerfungen auf dem Strommarkt vermeiden:**
Mit dem StromPBG würde EE-Anlagen die Grundlage entzogen, auf Langfristmärkten (Kurzfrist-PPA, Terminmarkthandel, Industrie-PPA, Bürgergrünstrom) Grünstrom anzubieten. Das verringerte Angebot auf diesen Märkten könnte zu einer volkswirtschaftlichen Erhöhung der Strompreise und somit zu höheren Staatsausgaben auf der Entlastungsseite führen. Aus diesem Grund sollte ein Weg gefunden werden, wie EE-Anlagen weiterhin auf Langfristmärkten angeboten werden können. Eine Eigenveranlagung auf Basis eines PPA-Vertrags, ähnlich einer Steuererklärung, wäre die am einfachsten umsetzbare Möglichkeit. Sofern dies nicht umgesetzt wird, empfiehlt der BEE zumindest zusätzliche Sicherheitspuffer für Erneuerbare Energien auf dem Terminmarkt einzubauen, um die höheren Risiken und Kosten der schwankend einspeisenden Erneuerbaren Energien abzufedern.
- **Bioenergie ausnehmen und Flexibilitäten im Markt halten:**
Die Anhebung des Sicherheitszuschlags auf 7,5 ct für die Bioenergie im KabE ist zu begrüßen. Jedoch ist dieser Puffer noch nicht ausreichend, um die flexible Leistung der Bioenergie zu sichern. Flexible Bioenergieanlagen, die zu Spitzenlastzeiten fossiles Erdgas ersetzen, drohen so unwirtschaftlich zu werden. Der BEE plädiert daher dafür, die **Bioenergie ganz aus der Erlösabschöpfung auszunehmen** oder zumindest die **Erlöse aus einer flexiblen Stromproduktion vollständig auszuschließen**. Um die Bagatellgrenze einzuhalten und eine kontraproduktive Anlagenzusammenfassung zu vermeiden, bedarf es weiterer Gesetzesänderungen.

³ Siehe Stellungnahme des Hauptstadtbüros Bioenergie (HBB) https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/download_file/force/333/474.

- **Wegfall positiver Signale hinsichtlich weiterer energierechtlicher Bestimmungen:** Der BEE kritisiert deutlich, dass im KabE die positiven Änderungen des EEG und EnWG wie z.B. Anhebung der Höchstwerte bei Photovoltaik und Wind, Duldungspflicht für Anschlussleitungen, BNetzA-Befugnis zur Änderung der Höchstwerte entfallen ist und fordert konkrete Nachbesserung, um die neuen Marktrealitäten (insbesondere die steigenden Kosten) abzubilden.

Bewertung des Kabinettsentwurf des StromPBG und Verbesserungsvorschläge

1. Erlösobergrenze anheben und Investitionsspielräume ermöglichen

Der vorliegende Entwurf sieht für die Stromerzeugung aus EE-Anlagen vor, 90 Prozent aller Strommarkterlöse oberhalb eines Referenzwertes („gestatteter Erlös“) abzuschöpfen, der der bisherigen Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 ct/kWh bei EE-Anlagen (7,5 ct/kWh bei Biogasanlagen) entspricht. Bei Windenergieanlagen und Solaranlagen ist der Sicherheitszuschlag ferner um 6 Prozent des Mittelwerts des jeweiligen energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes erhöht (siehe § 16 StromPBG). Aufgrund der Abschöpfung fiktiver (d.h. nicht realisierter) Erträge statt Gewinne kommen auf Anlagenbetreiber erhebliche wirtschaftliche Härten zu. Liquiditätsprobleme, finanzielle Schäden und teilweise gar die Einstellung des Betriebes der Anlage können hier die Folge sein. Hinzu kommt, dass der Vorschlag der BReG bzw. des BMWK auf veralteten Zahlen beruht. Anlagenbetreiber sind bereits seit Monaten von den massiven Kostensteigerungen in der gesamten Wertschöpfungskette, wie für Bau und Logistik, Rohstoffe und Anlagenkomponenten, aber auch für Finanzierung und Direktvermarktung betroffen. Die Zinssteigerungen von 300 Prozent wirken sich massiv auf die Gesamtkosten aus. In den jeweiligen Branchen machen sich die einzelnen Kostensteigerungen wie folgt bemerkbar:

- **Windenergie:** Bei der Windenergie ist eine **Gesamtkostensteigerung von 30 bis 40 Prozent** zu verzeichnen (siehe [BWE Stellungnahme](#) S.4). Dies geht aus einer von *WindEurope* erstellten Umfrage hervor. Kostentreiber sind die enormen Steigerungen bei u.a. den Vermarktungskosten (teils Verzehnfachung), höhere Transport- und Baukosten für Windenergieanlagen sowie die enorm starken Preissteigerungen bei Umspannwerken. Hinzu kommen finanzielle Risiken, verursacht durch deutlich verlängerte Lieferzeiten, die eine fristgerechte Projektumsetzung erschweren und zu Pönen nach erteiltem Zuschlag führen können.
- **Photovoltaik:** Bei neuen PV-Freiflächenanlagen sind **im Vergleich zu 2020 massive Kostensteigerungen von ca. 60-65 Prozent** zu verzeichnen. Kostentreiber sind Komponentenpreise (z.B. Module, Wechselrichter, Transformatoren), Arbeitskosten, Zinsen und Netzanschlusskosten. Beim Betrieb von Bestandsanlagen ergeben sich die inflationsbedingten Kostensteigerungen vor allem aus den gestiegenen Direktvermarktungskosten sowie der allgemeinen Inflation (siehe [BSW Stellungnahme](#) S. 2).
- **Bioenergie:** Bioenergieanlagen sind massiven Steigerungen der festen und variablen Kosten ausgesetzt. Bei Bestandsanlagen sind inflationsbedingt gestiegene Kosten für Wartung, Erneuerung und Reparatur zu verzeichnen. Nicht zuletzt durch den Krieg in der Ukraine kommt es zu Preissprüngen bei Düngemitteln und Agrarprodukten. Laut einer Umfrage des Fachverband Biogas e.V. unter Biogasanlagenbetreibern ist von einer

Steigerung der **Biogassubstratkosten von rund 50 Prozent** auszugehen. Gleichzeitig bedarf die Modernisierung und Flexibilisierung des Anlagenparks großer Neuinvestitionen (siehe [HBB-Stellungnahme](#) S.5).

In der Summe ist die von der BReG vorgesehene Erlösobergrenze aufgrund der Kostensteigerungen nicht ausreichend, um den wirtschaftlichen Betrieb einerseits und Neuinvestitionen von EE-Anlagen andererseits zu gewährleisten.

BEE-Vorschläge:

- (1) **Kein „technologiespezifischer Treppenansatz“ und Anhebung der Erlösobergrenze auf einen einheitlichen, auskömmlichen Wert:** Eine technologiespezifische Abschöpfung ist in der EU-Verordnung nicht angelegt und daher nicht EU-rechtskonform. Stattdessen sollte die Bundesregierung eine auskömmliche und **einheitliche Erlösobergrenze von 180 €/MWh** einführen und diese ggf. um Ausnahmen für diejenigen Technologien ergänzen, die aufgrund ihrer Kostenstruktur nicht im Rahmen dieser Erlösobergrenze betrieben werden können;
- (2) **Investitionsspielräume über einen erhöhten Sicherheitspuffer ermöglichen:** Um der Notwendigkeit von (Neu)Investitionen von Marktakteuren, Anlagenbetreibern und Projektierern im Sinne des beschleunigten EE-Ausbaus Rechnung zu tragen, sollte der Sicherheitspuffer erhöht werden.

2. Bioenergie ausnehmen und Flexibilitäten im Markt halten

Bioenergieanlagen produzieren zu Spitzenlastzeiten Strom, d.h. vor allem in hochpreisigen Zeitfenstern. Aktuell ersetzt Biomasse so in Stunden hoher Börsenstrompreise teures fossiles Erdgas zur Deckung der Spitzenlast und trägt somit zu einer Reduktion des Bedarfs an fossilem Erdgas bei. Eine Verzerrung dieser Strompreissignale kann so zu einem höheren Erdgasbedarf in Spitzenzeiten führen. Mit der im KabE vorliegenden Erlösobergrenze wird Bioenergieanlagen dieser Anreiz zur flexiblen Strombereitstellung genommen. Laut Absatz §16 Abs. 1 KabE soll die Differenz zwischen den „gestatteten Erlösen“ (anzulegender Wert zzgl. Sicherheitszuschlag) und den realen Spotmarkterlösen abgeschöpft werden. Damit würden auch die Erlöse aus einer flexiblen Stromproduktion nur zu 10 Prozent beim Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter verbleiben. Ein Anteil von 10 Prozent ist jedoch viel zu gering, um bei Anlagenbetreiber und Direktvermarkter die Kosten für eine flexible Fahrweise zu decken. In der Folge würde weniger Flexibilität bereitgestellt, mehr fossiles Erdgas zu Spitzenlastleistung verbraucht und die Versorgungskrise am Strommarkt somit verschärft werden.

BEE-Vorschläge:

- (1) **Flexibilität im Markt halten, Bioenergie ausnehmen:** Die Bioenergie ist aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Betriebskosten, aber auch aufgrund der ihr angestammten Rolle zur flexiblen Stromerzeugung wie keine andere Erneuerbare Energie von den Erlösobergrenzen negativ betroffen. Mit dem aktuellen Vorschlag stehen viele Anlagen vor dem Aus, und dies absurderweise in Zeiten, in denen die Politik die Ausweitung der Stromproduktion aus Biomasse zur Krisenbewältigung beschlossen hat. Biogas und **feste Biomasse sollte daher grundsätzlich vom Abschöpfungsmechanismus ausgenommen werden** (siehe [HBB Stellungnahme](#) S.9);

Sollte die Biomasse nicht grundsätzlich ausgenommen werden, müssen der Sicherheitspuffer angehoben und **zumindest die Erlöse aus einer flexiblen Stromproduktion vollständig ausgenommen** werden (siehe [HBB Stellungnahme](#)). Zu diesem Zweck muss die abzuschöpfende Erlösmenge wie folgt neu definiert werden. Für die Bioenergie soll die Erlösmenge nur die Differenz zwischen dem gestatteten Erlös und dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert im Sinne des EEG (Monatsmittelwert an der EpeX Spot), ebenso wie bei Wind und Solarenergie, umfassen:

§ 16 Abs. 1 RefE wäre demnach wie folgt zu ergänzen:

„(1) Überschusserlöse werden vorbehaltlich der §§ 17 und 18 unwiderleglich vermutet, wenn die Spotmarkterlöse in einem Kalendermonat oder im Fall von Windenergieanlagen und Solaranlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder im Fall von Biomasseanlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nr. 3.2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Summe übersteigen:“

(2) 1 MW Bagatellgrenze voll ausschöpfen: Der BEE begrüßt, dass der von der EU eingeräumte Spielraum zur Ausnahme kleiner Anlagen unter 1 MW (DeMinimis Regel) ausgeschöpft werden soll. Im KabE bezieht sich diese 1 MW Bagatellgrenze auf die *installierte Leistung* (§ 13 Abs. 3 Nr. 2 RefE). Insofern nicht vollständig von der Abschöpfung ausgenommen, muss bei der Biomasse die Bagatellgrenze von 1 MW auf die *Bemessungsleistung (im Jahr 2021)* statt der installierten Leistung abgestellt werden. Der Grund dafür: Flexibilisierte Biomasseanlagen weisen eine höhere installierte Leistung auf, würden also zum Teil nicht unter die Bagatellgrenze fallen und somit abgeschöpft werden. Legt man die Höchstbemessungsleistung zu grunde, würde auf die tatsächliche Stromerzeugung abgestellt werden (siehe [HBB Stellungnahme](#) S.10).

Zudem ist eine **künstliche Anlagenzusammenfassung** (siehe §24 Abs.1 EEG 2021) zu unterlassen, da diese nicht nur eine Einschränkung der DeMinimis Regel darstellen würde und ferner kaum vom Anlagenbetreiber selbst überblickt werden kann.

3. Verwerfungen auf den Strommärkten vermeiden

In seiner aktuellen Form würde das StromPBG einen massiven Markteingriff darstellen. Mit dem vorliegenden Ansatz wären faktisch keine Festpreis-Marktmodelle (Kurzfrist-PPA, Terminmarkthandel, Industrie-PPA, Bürgergrünstrom, usw.) mehr möglich. Die im Entwurf des StromPBG vorgesehene Berücksichtigung von Langfristgeschäften ist auf die Vermarktung von konventionellen und steuerbaren Kraftwerken und nicht auf die Vermarktung von Strom aus Windenergie und Solaranlagen zugeschnitten. Hintergrund dessen sind die Annahmen zur Preissetzung im Terminmarkt, welche aufgrund diverser zusätzlicher Risiken und Kosten für volatile Erneuerbare Energien nicht zu erreichen sind.

Da **Erneuerbare Energien sich in der Folge aus den Langfristmärkten zurückziehen** müssten, würde die Strompreisbremse zu einer **Verknappung der Angebotsseite auf den Terminmärkten** führen. Ein verringertes Angebot würde die Strompreise auf den Terminmärkten in die Höhe treiben und somit zu mehr volkswirtschaftlichen Kosten für alle Endkund*innen, vor allem solche, die sich über PPA etc. langfristig Strom zu fixen Konditionen einkaufen wollen, führen.

Aufgrund der geplanten Regelung in der Strompreisbremse müssten die gestiegenen Kosten bei den Preisen für Endkund*innen durch den Staat wieder aufgefangen werden. Insgesamt würde dies den Sinn der Strompreisbremse, nämlich die hohen Stromkosten zu verringern, konterkarieren. Daher ist eine Regelung hinsichtlich der Langfristmärkte unbedingt geboten.

BEE-Vorschläge:

- (1) Eigenveranlagung:** Der BEE bekräftigt seinen Vorschlag, auf reale Erträge abzustellen und nicht auf fiktive Erträge auf dem Spotmarkt. Hierzu könnte eine Eigenveranlagung der Anlagenbetreiber mit Ausweisung der realisierten Erträge genutzt werden. Um die Bedenken eines Umgehungstatbestands der Abschöpfung über einer Barwertverschiebung zu verhindern, wäre ein einfaches Verbot von Barwertverschiebungen im Zeitraum der Abschöpfung möglich.
- (2) PPA-Vermarktungsverträgen für bestehende Windenergie- und Solaranlagen in § 17 StromPBG berücksichtigen:** Sofern eine Eigenveranlagung nicht umsetzbar ist, sollte zumindest eine andere Annahme zur Preissetzung am Terminmarkt für Erneuerbare Energien gelten. Die diversen zusätzlichen Risiken bzw. Kosten bei der Realisierung von Terminmarktgeschäften sollten hierzu über Skalierungen vom Terminmarktpreis grob eingepreist werden. Folgende Parameter wären hierfür geeignet:
 - a) Um den *Merit-Order* Effekt einzupreisen, könnte man bei Windenergie einen Marktwertfaktor von 70% und bei Solarenergie von 80% ansetzen.
 - b) Um die zusätzlichen Kosten einzupreisen, wäre ein Sicherheitspuffer von zusätzlich 20% vorzusehen.
 - c) Damit vor allem auch ausgeforderte Anlagen diesen Rahmen für einen Weiterbetrieb nutzen können, wäre zu überlegen, ob man einen Korrekturfaktor in Bezug auf die realisierten Vollaststunden vorsieht, um die zusätzlichen Risiken dieser Anlagenklasse einzupreisen.
- (3) Grundsicherungspreis ermöglichen:** In § 39 besteht die Gefahr, dass Energieversorgungsunternehmen erstens bisher eingeplante Mengen aus der unternehmenseigenen Erzeugung nicht für die Belieferung nutzen könnten und zweitens eine anderweitige Vermarktung und Neubeschaffung der Mengen im Rahmen von §39 nachteilig ausgelegt werden könnte. Dies muss die BReG durch eine Klarstellung vermeiden.

4. Investitions- und Planungssicherheit durch eine klare Befristung gewährleisten

Der Referentenentwurf der Strompreisbremse sah als Stichtag für den Beginn der Strompreisbremse den 01.09.2022 vor. Im Gegensatz hierzu nimmt der vorliegende KabE nun den 01.12.2022 als Anfangsdatum für eine Erlösobergrenze. **Der Entfall der Rückwirkung ist ein enorm wichtiges Zeichen an die Branche, dass ein Minimum an Investitions- und Planungssicherheit gewährleistet wird.** Ein folgenschwerer Tabubruch konnte so vermieden werden. Dennoch bleiben weitere Unsicherheiten hinsichtlich des rechtlichen Rahmens des StromPBG bestehen:

Die Ausgestaltung der EU-Verordnung ist laut verschiedener Gutachten auch in der jetzt beschlossenen Kabinettsfassung **nicht europa- bzw. verfassungskonform.**⁴ Das StromPBG

⁴ Siehe das Gutachten der Kanzlei Rau <https://bsw.li/3VEi9Uu>.

geht deutlich über den Rahmen der EU-Verordnung hinaus, welche eine Erlösobergrenze von 180 €/MWh ermöglicht. Es steht zu erwarten, dass von der Abschöpfung betroffene Unternehmen juristisch gegen die Vorschläge der BReG vorgehen werden. Dies führt zu erheblichen Rechtsunsicherheiten. Zudem sind aufgrund weiterer Unklarheiten hinsichtlich der Durch- und Umsetzung einzelner Paragraphen weitere Rechtsunsicherheiten im StromPBG angelegt. In seiner derzeitigen Ausgestaltung ist der Ansatz unter fachlichen Gesichtspunkten nach Meinung des BEE und seiner Mitgliedsverbände nach wie vor nicht umsetzbar. Er ist unausgegoren und droht ein fehler- und störanfälliges „Bürokratemonster“ zu werden, dessen Aufwand seinen vermeintlichen Nutzen umso mehr in Frage stellt.

Aus Sicht der Erneuerbaren Branche ist weiterhin zu kritisieren, dass mit dem vorliegenden Vorschlag **Erneuerbare Zukunftsenergien gezielt schlechter gestellt werden als fossile Energien**. Während letztere zumeist entweder ganz aus der Strompreisbremse ausgenommen, per Solidaritätsabgabe beteiligt werden oder über extrem hohe „zugestandene“ Stromgestehungserlöse (bei Kernkraftwerken bis zu 150 €/MWh) kaum abgeschöpft würden bzw. deutlich oberhalb ihrer realen Gestehungskosten, sollen die Erneuerbaren Energien den Löwenanteil der Aufkommensseite der Strompreisbremse stemmen. Dies schafft ein politisch fatales Signal und ein faktisches Missverhältnis.

Insgesamt führt die Strompreisbremse zu einer **Beeinträchtigung des Investitionsklimas in Deutschland**. Die über den EU-Rahmen hinausgehende Abschöpfung verunsichert die Branche und Investor*innen, welche massiv in den Ausbau Erneuerbarer Energien investieren sollten. Da der Abschöpfungsrahmen für Erneuerbare Energien in Deutschland, verglichen mit anderen EU-Mitgliedsstaaten, nachteilig ausgestaltet werden soll, ist eine Abwanderung von EE-Investitionen ins Ausland die wohl unvermeidbare Folge.

Sollte die BReG an dem vorliegenden Ansatz festhalten, so ist es von zentraler Bedeutung den Rechts- und Marktrahmen so klar wie möglich zu halten.

BEE-Vorschlag:

(1) Klare Befristung der Abschöpfung: Der Entfall der Rückwirkung, wie im KabE vorgesehen (Abschöpfung ab dem 01.12.2022) muss mit einer klaren Befristung des Rechtsrahmens einhergehen. Investor*innen sind auf Planungs- und Investitionssicherheit angewiesen. Die Möglichkeit der Verlängerung bis Ende 2024 bzw. womöglich sogar darüber hinaus droht zum Damoklesschwert für Neuinvestitionen in den Standort zu werden. Der BEE sieht dies äußerst kritisch und empfiehlt, eine klare zeitliche Begrenzung bis Juni 2023 zu verankern.

Anmerkungen hinsichtlich der weiteren energierechtlichen Bestimmungen

In dem vorliegenden Gesetzentwurf werden neben der Strompreisbremse weitere energierechtliche Bestimmungen vor allem im EEG und EnWG vorgenommen. Diese hat der BEE ebenfalls in seiner Stellungnahme vom 22.11 ausführlich kommentiert, ebenso wie die Fachverbände

BWE⁵, BSW⁶ und der HBB.⁷ Im Vergleich zum RefE ist **bezüglich dieser Änderungen leider eine deutliche Verschlechterung zu konstatieren**, welche der BEE sehr kritisch bewertet:

- **Anhebung der Höchstwerte:** Der RefE sah die Anhebung der Höchstwerte in §36b EEG (Wind-an-Land) und § 37, 48 EEG (Photovoltaik) um ca. 10-20 % vor, welche der BEE positiv bewertete. Im KabE entfallen diese Anhebungen jedoch. Wenngleich diese Anhebungen noch nicht ausreichend waren, so hält der BEE eine den Kostensteigerungen entsprechende Anpassung für alle Erneuerbaren Energien in den Ausschreibungen für eine elementare Maßnahme für den Erfolg des EE-Ausbaus.

BEE-Vorschlag: Eine an der Markt- und Preisrealitäten ausgerichtete Anpassung der Höchstwerte im laufenden Gesetzgebungsverfahren oder hilfsweise eine anderweitige zügige gesetzliche Umsetzung wird dringend empfohlen. Zusätzlich sollte die im RefE erweiterte Möglichkeit der Bundesnetzagentur Höchstwerte eigenständig anzupassen wieder eingefügt werden.

- **Anhebung der Anzulegenden Werte für PV-Anlagen:** Der RefE sah eine Anhebung der anzulegenden Werte für Anlagen bis ein Megawatt vor. Insbesondere für größere Gewerbedächer ist eine Anhebung im Kontext steigender Systempreise und des Rückgangs beim Zubau in diesem essentiellen Marktsegment dringend notwendig. Die Anhebung ist jedoch im KabE vollständig entfallen.

BEE-Vorschlag: Eine Anhebung der anzulegenden Werte sollte insbesondere im Bereich der größeren Gewerbedächer wieder eingefügt werden, um auf die steigenden Systempreise einzupreisen.

- **§ 51 Negative Strompreisfenster:** Die in § 51 EEG vorgeschlagenen Änderungen würden zu größeren **Zeitfenstern mit negativen Strompreisen** führen und EE-Anlagen damit ihre betriebswirtschaftliche Grundlage entziehen. Zudem werden aufgrund der Absenkung der Nennleistungsgrenze auf 400 kW mehr Anlagen unter diese Regelung fallen und somit von diesen Risiken betroffen sein.

BEE-Vorschlag: Von einer Verschärfung der ohnehin marktbelastenden Regelungen in §51 EEG ist unbedingt abzusehen.

- **Mengensteuerung:** Die Einführung einer **Mengensteuerung** unter § 28a EEG sieht der BEE kritisch, wo es aktuell doch vor allem um mehr Geschwindigkeit beim Ausbau statt Begrenzung nach unten gehen sollte.

BEE-Vorschlag: Anstelle einer Einführung einer Mengensteuerung, sollte der Fokus auf die Schaffung der richtigen Rahmenbedingungen für einen stärkeren Ausbau der PV-Freifläche gesetzt werden. Dazu gehören insbesondere die bereits genannte Anhebung der Höchstwerte in Ausschreibungen, die Stärkung des PPA-Marktes sowie eine Ausweitung der Flächenkulisse.

⁵ Siehe Stellungnahme des Bundesverbandes Windenergie e.V. (BWE) https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20221123 - BWE-Stellungnahme_ReGEntwurf_EEG_u.a.pdf.

⁶ Siehe Stellungnahme des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. (BSW) https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2022/11/bsw_stellungn_stromPBG.pdf.

⁷ Siehe Stellungnahme des Hauptstadtbüros Bioenergie (HBB) https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/download_file/force/333/474.

- **Vermiedenen Netzentgelte:** Bisher erhalten die Betreiber nicht-volatiler, dezentraler Erzeugungsanlagen (Wasserkraft, Bioenergie, v. a. aber Steinkohle) und Stromspeicherbetreiber bei Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2023 für ihre systemdienliche Funktion einen Anspruch auf Zahlung vermiedener Netzentgelte. Als Ausgleich für diese Systemdienstleistungen wird diesen Anlagen ein finanzieller Ausgleich für die vermiedenen Netzentgelte bezahlt. Im Gesetzesentwurf zur StromPBG wird nun im Teil zum EnWG diese in §120 bestehende Regelung zu den vermiedenen Netzentgelten ersatzlos gestrichen, was ein großer Vertrauensbruch darstellt. Dies sollte der Gesetzgeber korrigieren.

BEE-Vorschlag: Aufhebung der Streichung des §120 EnWG im Gesetzentwurf zum StromPBG und Aufrechterhaltung der nicht-volatilen, dezentralen Erneuerbare Energien-Erzeugungsanlagen.

- **Duldungspflicht für Netzanschlüsse:** Im RefE war die Einführung einer Duldungspflicht für Netzanschlüsse in §11a EnWG vorgesehen, die jedoch mit der Kabinettsfassung nicht mehr umgesetzt werden soll. Dies ist negativ zu bewerten, da der Vorschlag ein zentrales Hindernis für den schnellen Netzausbau aus dem Weg geräumt hätte.

BEE-Vorschlag: Wiederaufnahme der Duldungspflicht in das laufende Gesetzgebungsverfahren.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
030 275 81 70-242
wolfram.axthelm@bee-ev.de

Sandra Rostek
Leiterin Politik
030 275 81 70-021
sandra.rostek@bee-ev.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.





Stellungnahme

Sandra Rostek

Hauptstadtbüro Bioenergie

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Stellungnahme zur Anhörung im Deutschen
Bundestag am 06.12.2022

Zum Entwurf der
Bundesregierung für ein
Strompreis-
bremsengesetz vom
25.11.2022



Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
Vorbemerkung und Grundsätzliches.....	5
1. Bewertung des Abschöpfungsmechanismus.....	6
1.1. Der „gestattete Erlös“ ermöglicht keinen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb	6
1.1.1. Zu den Kostensteigerungen bei Biomasse im Allgemeinen	6
1.1.2. Zu den Kostensteigerungen bei Biogasanlagen.....	7
1.1.3. Zur Kostensteigerung bei Holzenergieanlagen.....	9
1.1.4. Berücksichtigung der Kostensteigerungen im StromPBG.....	10
1.2. Keine Abschöpfung von Erlösen aus der flexiblen Stromproduktion (Änderung von § 16 Abs. 1 KabE)	11
1.3. Bagatellgrenze ändern	12
1.3.1. Umstellung auf 1 MW Bemessungsleistung (Ergänzung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 KabE)	12
1.3.2. Bestandsschutz wahren: Trennung zwischen BHKW am Standort der Biogaserzeugung und Satelliten-BHKW (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 KabE)	13
1.4. Keine rückwirkende Abschöpfung.....	14
2. Vereinbarkeit der Änderungsvorschläge mit der EU-Verordnung 2022/1854	15
2.1. Zur Ausnahme von Biogas und fester Biomasse vom Abschöpfungsmechanismus	15
2.1.1. Erwägungsgründe.....	15
2.1.2. Wortlaut und Begriffsbedeutung „Biomethan“.....	17
2.2. Zur Einführung höherer „zulässiger Erlöse“ für Biogas und feste Biomasse... 17	17
2.3. Zur Einführung einer Bagatellgrenze von 1 MW Höchstbemessungsleistung für Biogasanlagen	17
2.3.1. Wortlaut.....	18
2.3.2. Erwägungsgründe	18

Das Wichtigste in Kürze

1. Grundsätzliche Ausnahme von Biogas und fester Biomasse: Bioenergieanlagen waren in den vergangenen Jahren und insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs **massiven Steigerungen der festen und variablen Produktionskosten** ausgesetzt. Damit Anlagenbetreiber die vergangenen Kostensteigerungen und ggf. zukünftige weitere Kostensteigerungen durch höhere Stromerlöse refinanzieren können, muss die Stromerzeugung aus Biogas und fester Biomasse grundsätzlich vom Abschöpfungsmechanismus ausgenommen werden. Diese Möglichkeit ist auch von der dem Gesetz zugrundeliegenden EU-Verordnung 2022/1854 gedeckt. Sollte der Abschöpfungsmechanismus in der im Kabinettsentwurf (KabE) beschriebenen Form umgesetzt werden, ist mit einer massiven Leistungsreduktion durch Bioenergieanlagen zu rechnen. Dies kann in Anbetracht der aktuellen Energiekrise nicht das Ziel der Bundesregierung sein.

2. Deutlich höhere Sicherheitszuschläge: Insofern Biomasse nicht vollständig ausgenommen wird, müssen die Sicherheitszuschläge auch die **vergangenen bzw. absehbaren Steigerungen der variablen und fixen Kosten berücksichtigen**. Die im KabE vorgesehene Erhöhung des Sicherheitszuschlags für Biogasanlagen von 3 auf 7,5 ct/kWh reicht dafür in keiner Weise aus. Dies gilt auch für Biomasseanlagen, welche Altholz und sonstige Biomasse nutzen, und welche die höheren Erlöse benötigen, um die rasant steigenden Rohstoffpreise zu decken. Angemessene Sicherheitszuschläge wären für Biogas (ohne Biomethan) 12 ct/kWh, für Altholz 13 ct/kWh und für Frischholz 9 ct/kWh, jeweils zuzüglich des aktuellen bzw. früheren anzulegenden Werts, jeweils einschließlich so genannter „ausgefördeter Anlagen“.

3. Keine Abschöpfung von Erlösen aus der flexiblen Stromproduktion: Laut KabE soll die Differenz zwischen „gestatteten Erlösen“ (anzulegender Wert zzgl. Sicherheitszuschlag) und den *realen* Spotmarkterlösen abgeschöpft werden. Damit werden auch die Einnahmen aus der flexiblen Stromproduktion abgeschöpft und Bioenergieanlagen verlieren den Anreiz, ihre Stromproduktion auf Zeiten mit besonders hohem Strombedarf zu verlagern. Dies erhöht den Erdgasbedarf in Spitzenlastzeiten und ist insbesondere in der jetzigen Krisensituation energiewirtschaftlich falsch. Statt der Differenz zwischen den realen Spotmarkterlösen und dem „gestatteten“ Erlös, darf **nur die Differenz zwischen dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert und dem gestatteten Erlös** abgeschöpft werden (so wie dies im KabE bereits für Wind- und Solarenergie vorgesehen ist).

4. Änderung der Bagatellgrenze: Insofern Biomasse nicht vollständig ausgenommen wird, darf sich die **1 MW Bagatellgrenze nicht auf die installierte Leistung beziehen, sondern auf die Bemessungsleistung (im Jahr 2021)**. Bei einer Bestimmung der Bagatellgrenze über die installierte Leistung würden Anlagen schlechter gestellt, die ihre installierte Leistung zum Zweck der flexiblen Stromerzeugung erhöht haben (ohne ihre Stromerzeugung zu erhöhen). Bei einer Bestimmung über die Bemessungsleistung wird die Absicht hinter der Bagatellgrenze, Anlagen mit einer Stromerzeugung unterhalb einer gewissen Schwelle auszunehmen, umgesetzt, ohne dass flexibilisierten Anlagen gegenüber nicht-flexibilisierten Anlagen schlechter gestellt werden. Darüber hinaus sollte die **Zusammenfassungsregelung gestrichen** werden, nach der Blockheizkraftwerke, die eigentlich rechtlich und wirtschaftlich getrennt sind, für die Anwendung der 1-MW-Grenze zusammengefasst werden. Die Regelung höhlt die Bagatellgrenze aus und ist bei Anlagen, für die bislang eine andere Regelung galt, ein Eingriff in den Bestandsschutz. höhlt. Diese Regelung der Zusammenfassung sollte gestrichen werden.

5. Keine Rückwirkung: Die Abschöpfung ab 1.12. von Termingeschäften, Festpreisverträgen oder PPA-Geschäften, die bereits vor dem 1.12. geschlossen wurden, zerstört massiv das Vertrauen der Wirtschaft

in die Politik und treibt gerade Bioenergieanlagen wegen hoher Brennstoffkosten in die Verlustzone. Insofern Biomasse nicht grundsätzlich ausgenommen wird, darf die Abschöpfung keine Erlöse aus den oben genannten Geschäften, die bereits vor dem 1.12. abgeschlossen wurden, umfassen.

6. Anhebung der Vergütungssätze und Höchstwerte nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Aufgrund der stark gestiegenen festen und variablen Kosten sollten sowohl die Höchstwerte in den EEG-Ausschreibung für Neu- und Bestandsanlagen als auch die bestehenden EEG-Vergütungssätze inklusive bereits erteilter Ausschreibungszuschläge deutlich angehoben werden.

Vorbemerkung und Grundsätzliches

Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke und andere Bioenergieanlagen (z.B. Strohheizkraftwerke) erzeugen in Deutschland ca. 50 Terawattstunden (TWh) zuverlässig und günstig Strom und 172 TWh Wärme. Damit reduzieren sie direkt den Verbrauch von Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung und tragen zu einer Dämpfung der Energiekosten bei.

Die Bioenergieverbände unterstützen das Bemühen der Bundesregierung, die durch den Angriff Russlands auf die Ukraine ausgelöste Energiekrise zu bewältigen und die Belastung von Energieverbraucher durch hohe Energiepreise zu mindern. Damit ist die politische Absicht hinter dem vorliegenden Kabinettsentwurf (KabE) eines Strompreisbremsengesetzes (StromPBG) durchaus zu begrüßen.

Stark zu kritisieren ist jedoch, dass für die Finanzierung die *Umsätze* Erneuerbarer Energien abgeschöpft werden sollen, anstatt wie bei den Händlern fossiler Energieträger einen Teil des Unternehmensgewinns abzuschöpfen. Bei einer Abschöpfung von Strommarkterlösen (also Umsätzen) besteht zum einen die Gefahr, dass der Mechanismus falsch parametrisiert wird und Umsätze abschöpft, die eigentlich zur Deckung von Ausgaben für den Anlagenbetrieb, Abschreibungen oder Investitionen benötigt werden, so dass ein Unternehmen eine negative Bilanz aufweist oder sogar insolvent geht – in jedem Fall werden Investitionen zurückgehalten. Zum anderen besteht die Gefahr, dass der Abschöpfungsmechanismus Strommarktsignale verzerrt und es zu Fehlanreizen für den Anlagenbetrieb und Investitionsentscheidungen kommt. Tatsächlich ist genau dies bei dem Abschöpfungsmechanismus, so wie er im vorliegenden KabE ausgestaltet ist, der Fall. Aus diesem Grunde wäre ein Abschöpfungsmechanismus, der am Gewinn einer Anlage ansetzt, grundsätzlich sinnvoller.

Im Folgenden nehmen die Bioenergieverbände Stellung zu den für die Bioenergie spezifischen Aspekte des im KabE formulierten Abschöpfungsmechanismus. Für technologieübergreifende Aspekte, insbesondere die Behandlungen von Terminmarktgeschäften, sei auf die [Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. \(BEE\)](#) verwiesen, die die Bioenergieverbände unterstützen.

1. Bewertung des Abschöpfungsmechanismus

1.1. Der „gestattete Erlös“ ermöglicht keinen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb

1.1.1. Zu den Kostensteigerungen bei Biomasse im Allgemeinen

Grundsätzlich darf die Erlösabschöpfung niemals die Betriebs- und Kapitalkosten der betroffenen Anlage übersteigen und muss auch eine angemessene Marge enthalten; in der dem StromPBG zugrundeliegenden EU-Verordnung 2022/1854 wird dies in Erwägungsgrund Nr. 29 explizit festgehalten (siehe dazu auch unten, Abschnitte 2.1.1. und 2.2.). Ein risikoadäquater Ausgleich bei Absicherungsgeschäften bzw. anlagenbezogener Vermarktung mit den Anlagenbetreibern muss zudem sichergestellt sein.

Der KabE sieht für die Stromerzeugung aus Biomasse (außer Biomethan) vor, 90 Prozent aller Strommarkterlöse oberhalb eines Referenzwertes („gestatteter Erlös“) abzuschöpfen, der der bisherigen Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 7,5 ct/kWh bei Biogasanlagen bzw. 3 ct/kWh bei sonstigen Biomasseanlagen entspricht. Für Altholzkraftwerke, die keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung mehr haben, soll nach § 16 Absatz 1 Nummer 2 b) StromPBG sogar nur ein Referenzerlös von 10 ct/kWh greifen.

Augenscheinlich liegen diesen Vorschlägen die Annahme zugrunde, Bioenergieanlagen würden in 2022/23 übermäßig hohe Gewinne erzielen, wenn sie auf der Stromseite Erlöse in Höhe der EEG-Vergütung plus 7,5 ct/kWh (Biogas) bzw. 3 ct/kWh (sonstige Biomasse inklusive Altholz) erzielen könnten. Für Altholzanlagen ergibt sich eine Sonderrolle, die in einer eigenen Nummer unter § 16 StromPBG berücksichtigt werden muss: In Abhängigkeit davon in welchem Jahr eine Altholzanlage in Betrieb gegangen ist, kann grundsätzlich eine Vergütungsfähigkeit nach dem EEG bestehen, obwohl im Sinne der Richtlinie EU 2009/28/EG nur der biogene Anteil als Biomasse gilt. Das bedeutet, dass nach derzeitigem KabE bei einem Teil der Anlagen, welche Altholz als erneuerbare Energiequelle nutzen, dieses als Biomasse gilt, während Altholz bei einem anderen Teil neuerer Anlagen als Abfall gewertet wird. Entsprechend unterscheiden sich die „gestatteten Erlöse“, welche in beiden Fällen für die Verwertung von Altholz viel zu gering bemessen sind. **Bioenergieanlagen sind massiven Steigerungen der festen und variablen Kosten ausgesetzt**, und zwar unabhängig davon, ob sie nach dem EEG vergütungsfähig sind, oder nicht.

Die Stromgestehungskosten der bestehenden Bioenergieanlagen sind in den letzten Jahren und insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs stark gestiegen. Der „gestattete Erlös“, der laut KabE berücksichtigen soll, „dass verschiedene Anlagentypen unterschiedliche Stromgestehungskosten haben“ und in Verbindung mit einem Sicherheitszuschlag sicherstellen soll, „dass Anlagen trotz der Abschöpfung wirtschaftlich betrieben werden können“, verfehlt diese Ziele für Bioenergieanlagen gänzlich.

- Generell sind seit der Inbetriebnahme der Anlagen im Rahmen der üblichen Inflationsraten die Kosten für Investitionen in technische Anlagenkomponenten, die regelmäßig erneuert werden müssen, wie z.B. Pumpen, Gasspeicher, Blockheizkraftwerke, Schubböden, Roststäbe und Turbinen, sowie für Wartung und Reparaturen stark gestiegen.
- Neue regulatorische Auflagen und energiewirtschaftliche Anforderungen erforderten Neuinvestitionen, z.B. in die Anlagenflexibilisierung, Wärmespeicher, die Abdeckung von Gärrestlagern, die Nachrüstung von Katalysatoren, Wärmenetze, die Umwallung des Anlagengeländes

oder Biomassezertifizierungen. Diese Investitionen müssen abgeschrieben bzw. laufende Kredite bedient werden, wobei auch die Zinssätze angezogen haben.

- Insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs kamen noch massive Kostensteigerungen durch höhere Düngemittelpreise, Kraftstoff- und Strompreise sowie allgemein höhere Preise für land- und forstwirtschaftliche Rohstoffe hinzu. Auch die Vermarktungskosten am Strommarkt sind wie bei allen Erneuerbaren Technologien gestiegen. Laut einer Umfrage des Fachverband Biogas e.V. unter Biogasanlagenbetreibern ist von einer Steigerung der Biogassubstratkosten von rund 50 Prozent auszugehen.
- Der Markt für Altholz, aber auch für Frischholz unterliegt derzeit starken Schwankungen. Während Betreiber von Altholzkraftwerken noch 2020 für die Verwertung einer Tonne Altholz ca. 30 Euro erhielten, müssen sie aktuell zwischen 60 und 90 Euro pro Tonne bezahlen¹. Bei aktuellen Ausschreibungen von Kommunen werden bereits 100 €/t gefordert.

1.1.2. Zu den Kostensteigerungen bei Biogasanlagen

Unter Berücksichtigung all dieser Faktoren sind nach Berechnungen des Fachverband Biogas e.V. die Gestehungskosten typischer Biogasanlagen um etwa 9 bis 10 ct/kWh gestiegen. Davon entfallen allein auf die variablen Kosten etwa 7-8 ct/kWh. Aktuell (2022/23) liegen die Stromgestehungskosten typischer Biogasanlagen bei 29-32 ct/kWh.²

Stromgestehungskosten einer kleineren, flexibilisierten Biogasanlage ohne Marge in ct/kWh 380 kW inst. Leistung, doppelte Überbauung, Inbetriebnahme 2006 Einsatzstoffe: 70% NawaRo, 30% Gülle			
	Bei Inbetriebnahme	Kostensteigerung	2022/2023
Substratkosten	8,6	4,3	12,9
Sonstige variable Kosten (Wartung, Reparatur etc.)	8,1	3,4	11,5
Fixkosten (Abschreibung etc.)	5,5	2,2	7,8
Summe	22,2	9,9	32,1

Stromgestehungskosten einer größeren, flexibilisierten Biogasanlage ohne Marge in ct/kWh 1.000 kW inst. Leistung, doppelte Überbauung, Inbetriebnahme 2006 Einsatzstoffe: 70% NawaRo, 30% Gülle			
	Bei Inbetriebnahme	Kostensteigerung	2022/2023
Substratkosten	8,6	4,3	12,9
Sonstige variable Kosten (Wartung, Reparatur etc.)	6,9	2,6	9,5
Fixkosten (Abschreibung etc.)	4,8	1,9	6,6
Summe	20,2	8,8	29,0

¹ EUWID-Preisspiegel: Altholz Deutschland

² Annahmen: Gestehungskosten im Baujahr 2006 gemäß Angaben der KTBL. Preisanstieg bei technischen Komponenten und BHKWs gemäß allgemeiner Inflation (Durchschnitt laut Statista: 2,6%/a in 2006-2016; 2,1%/a in 2016-2021; 7% in 2022). Anstieg der Substratkosten um ca. 50% gemäß Angaben von Biogasanlagenbetreiber. Preissteigerungen bei sonstigen variablen Kosten und Fixkosten von 2006-2022 auf Basis von Erfahrungswerten: Zinsansatz von 5% auf 6%; Versicherung von 0,5% auf 1%/a der ursprünglichen Investitionssumme; Reparaturkosten für bauliche Anlagenkomponenten von 2% auf 4%/a und für technische Anlagenkomponenten von 3% auf 6%/a; Lohnkosten von 30 Euro auf 40 Euro pro Arbeitskraftstunde.

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) veröffentlichte jüngst ein Gutachten zu den Kostensteigerungen bei Biogasanlagen und kommt ebenfalls zu einer durchschnittlichen Kostensteigerung von rund 45 Prozent bis Mitte 2022.³

Dass die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen stark gestiegen sind, wird auch in der Begründung von § 16 Abs. 4 KabE anerkannt.

„Mit diesem im Vergleich zu den übrigen Anlagen erhöhten Sicherheitszuschlag wird darauf reagiert, dass diese Anlagen deutlich höhere laufende Kosten haben als die anderen Technologien und bei vielen Bestandteilen der Betriebskosten, insbesondere bei den Kosten für die Einsatzstoffe, zuletzt starke Preissteigerungen zu beobachten waren. So kam es insbesondere zu Kostensteigerungen in der Landwirtschaft: Beispielsweise erhöhte sich der Preis für Mais von bisher 26-30 Euro/t auf aktuell ca. 35-45 Euro/t. Ähnliche Kostensteigerungen sind auch bei Gras oder Ganzpflanzensilagen festzustellen. Auch bei tierischen Exkrementen sind die Kosten gestiegen, z.B. bei Rindergülle von bisher 2,5-5 Euro/m³ auf aktuell 5-10 Euro/m³ und bei Hühnertrockenkot von bisher 25 – 30 Euro/t auf aktuell 50-60 Euro/t. Auch die Düngerkosten sind aufgrund der gestiegenen Erdgaspreise gestiegen. Zusätzlich steigen die Wartungskosten. Auf diese und weitere Preissteigerungen in diesem Segment reagiert der höhere Sicherheitszuschlag.“

Es ist zu begrüßen, dass die Bundesregierung das Problem der starken Kostensteigerungen im Biogasbereich erkannt hat und versucht, diese mit einem höheren Sicherheitszuschlag zumindest für Biogasanlagen zu adressieren.

Allerdings ist es angesichts der Ausführungen in der Gesetzesbegründung nicht nachvollziehbar, wieso die Bundesregierung der Ansicht ist, die Kostensteigerung durch eine Anhebung des Sicherheitszuschlags von 3 auf 7,5 ct/kWh ausreichend zu adressieren:

- Laut der Gesetzesbegründung sind die Substratkosten bei Maissilage um rund 45 Prozent gestiegen, bei Wirtschaftsdünger sogar um 100 Prozent; angesichts der durchschnittlichen Substratkosten von 8-9 ct/kWh würden dementsprechend allein die gestiegenen Substratkosten eine Erhöhung des Sicherheitszuschlags um 4-5 ct/kWh rechtfertigen (in der obigen Beispielrechnung: 4,3 ct/kWh).⁴ Der gegenüber anderen Technologien um 4,5 ct/kWh erhöhte Sicherheitszuschlag kann also bereits ausschließlich durch gestiegene Substratkosten begründet werden.
- Zusätzlich zu den gestiegenen Substratkosten sollen laut Gesetzesbegründung auch die höheren Kosten für Düngemittel, Wartung und „weitere Preissteigerungen“ in den Sicherheitszuschlag eingepreist werden. In den oben durchgeföhrten Modellrechnungen belaufen sich die Kostensteigerungen bei diesen weiteren variablen Kosten auf 2,6-3,4 ct/kWh (im Mittel 3 ct/kWh) ct/kWh.

Allein die im KabE angeführten Angaben zu gestiegenen Substratpreise sowie die Aussage, auch gestiegene Kosten für Düngemittel, Wartung und weitere Preissteigerungen im Sicherheitszuschlag zu berücksichtigen, würden also rechtfertigen, den Sicherheitszuschlag für Biogas im Vergleich zu anderen Technologien nicht nur um 4,5 ct/kWh anzuheben, sondern um 7-8 ct/kWh.

³ Siehe: DBFZ (2022), Strompreisdeckel für Biomasseanlagen; abrufbar unter: [Diskussionsbeitrag Strompreisdeckel.pdf \(dbfz.de\)](https://www.dbfz.de/fileadmin/_processed/_pdf/DBFZ_Diskussionsbeitrag_Strompreisdeckel.pdf)

⁴ Siehe dazu auch die Angaben zu Kostensteigerungen beim DBFZ.

Ungeklärt bleibt zudem, warum nicht berücksichtigt wird, dass die Kosten für regelmäßige Nachinvestition ebenfalls u.a. im Rahmen der regulären Inflation gestiegen sind. Zumindest in der Begründung zur im Referentenentwurf vorgesehenen Erhöhung der Höchstwerte von Wind- und Solarenergie (u.a. § 36b Abs. 1 EEG 2023) wird gesagt, eine Erhöhung sei „notwendig, um die Wirtschaftlichkeit [...] vor dem Hintergrund der in den vergangenen Monaten stark gestiegenen Kosten für die Investition [...] und der stark gestiegenen Kapitalkosten, wiederherzustellen.“ In den oben beschriebenen Modellrechnungen entspricht diese Kostensteigerung bei Biogasanlagen rund 2 ct/kWh.

Dies zusammengenommen rechtfertigen allein die Aussagen und im KabE zu den gestiegenen Kosten für Substrate, Düngemittel, Wartung, „weitere Kosten“ sowie gestiegene Investitions- und Kapitalkosten eine **Erhöhung des Sicherheitszuschlags für Biogasanlagen von 3 auf 12 ct/kWh**.

1.1.3. Zur Kostensteigerung bei Holzenergieanlagen

Bei Biomasseheizkraftwerken fallen für die Erzeugung einer kWh bei der Verwertung von Hackschnitzeln aus Frischholz aktuell ca. 22,4 ct an. Bei Altholz liegen die Stromgestehungskosten derzeit zwischen 18,3 und 21,2 ct/kWh. Dabei sind insbesondere Anlagen betroffen, welche noch nicht über eine Auskopplung von Wärme verfügen, Investitionen in diese Effizienzsteigerung aber planen. Eine Preisobergrenze gefährdet diese Investitionen. Nach einer aktuellen Umfrage unter den Mitgliedsunternehmen des Fachverbands Holzenergie (FVH) sehen jedoch auch Betreiber von Holzenergieanlagen mit Wärmeauskopplung Ihre Lieferzusagen von Wärme gefährdet, da im Falle einer zu gering bemessenen Erlösobergrenze die hohen Brennstoffpreise nicht mehr durch höhere Erlöse in der Stromproduktion kompensiert werden können.

Stromgestehungskosten Biomassekraftwerk (Frischholz) ohne Marge in ct/kWh 4,5 MW elektrisch inst. Leistung, Inbetriebnahme 2006 Einsatzstoff: Hackschnitzel			
	2021	Kostensteigerung	2022/2023
Brennstoffkosten (Frischholz)	7,9	3,64	11,5
Sonstige variable Kosten (Wartung, Reparatur etc.)	3,9	2,13	6,1
Fixkosten (Personal, Abschreibung etc.)	3,9	0,92	4,9
Summe	15,8	5,8	22,4

Stromgestehungskosten Biomassekraftwerk (Altholz) ohne Marge in ct/kWh 5,4 MW elektrisch inst. Leistung Einsatzstoff: Altholz			
	60 €/t	80 €/t	100 €/t
Altholzkosten	8,7	11,6	14,5
Brennstoffkosten (Altholz)		1,7	
Einsatzkosten (ohne Altholz)		7,1	
Sachkosten		0,8	
Verwaltungskosten			
Summe	18,3	21,2	24,1

Die gesamten Kostensteigerungen liegen im Bereich der forstwirtschaftlichen Biomasse bei rund 6 ct/kWh. Dies rechtfertigt eine **Erhöhung des Sicherheitszuschlags für diese Anlagen von 3 ct/kWh im KabE auf 9 ct/kWh**.

Die Gestehungskosten von Altholzkraftwerken schwanken stark mit dem Altholzpreis; seit Anfang 2021 ist dieser von 2-10 Euro pro Tonne auf 60-95 Euro/t gestiegen, was eine massive Kostensteigerung des Brennstoffs von rund 10 ct/kWh bedeutet. Diese Kosten entstehen unabhängig davon, ob ein Altholzkraftwerk nach dem EEG vergütungsfähig ist oder nicht. Aus diesem Grunde muss Altholzkraftwerken ein „gestatteter Erlös“ in Höhe des **früheren bzw. aktuellen anzulegenden Werts zzgl. eines Sicherheitszuschlags von 13 ct/kWh eingeräumt werden.**

1.1.4. Berücksichtigung der Kostensteigerungen im StromPBG

Wie die oben genannten Angaben zeigen, würde der im KabE vorgesehene „gestattete Erlös“ für Biogas und sonstige Biomasse in Höhe der der bisherigen EEG-Vergütung zuzüglich eines Sicherheitszuschlags 7,5 ct/kWh (Biogas) bzw. 3 ct/kWh (sonstige Biomasse inklusive Altholz, sofern EEG-vergütungsfähig) bei den allermeisten Anlagen also keine Gewinne abschöpfen, sondern dazu führen, dass die Kostensteigerungen nicht mehr gedeckt werden.

Vorschlag

Angesichts der bisherigen und ggf. weiteren Kostensteigerungen muss die Stromerzeugung aus Biogas und fester Biomasse grundsätzlich vom Abschöpfungsmechanismus ausgenommen werden (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 1 KabE). So können Anlagenbetreiber die vergangenen Kostensteigerungen und ggf. zukünftige Kostensteigerungen durch höhere Stromerlöse refinanzieren. Diese Möglichkeit ist auch von der dem Gesetz zugrundeliegenden EU-Verordnung 2022/1854 gedeckt (siehe unten, Abschnitt 2.1).

Insofern Biomasse nicht vollständig ausgenommen wird, muss der „gestattete Erlös“ die vergangenen bzw. absehbaren Steigerungen der variablen und fixen Kosten berücksichtigen. Die im KabE enthaltenen Werte tun dies nicht. Auf Basis der oben beschriebenen Angaben zu Kostensteigerungen fordern die Bioenergieverbände, für Biogas und feste Biomasse Referenzwerte in folgender Höhe festzulegen (Änderung bzw. Ergänzung von § 16 Abs. 4:

- Biogas (außer Biomethan): anzulegender Wert zzgl. eines Sicherheitszuschlags von 12 ct/kWh (3 ct/kWh regulärer Sicherheitszuschlag zzgl. 9 ct/kWh Kostensteigerung)
- Sonstige Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (insb. Frischholz): anzulegender Wert zzgl. eines Sicherheitszuschlags von 9 ct/kWh (3 ct/kWh regulärer Sicherheitszuschlag zzgl. 6 ct/kWh Kostensteigerung)
- Altholz, sofern EEG-vergütungsfähig: anzulegender Wert zzgl. 13 ct/kWh (3 ct/kWh regulärer Sicherheitszuschlag zzgl. 10 ct/kWh Kostensteigerung)
- Altholz, nicht EEG-vergütungsfähig: 12 ct/kWh zzgl. 13 ct/kWh (3 ct/kWh regulärer Sicherheitszuschlag zzgl. 10 ct/kWh Kostensteigerung)

In Bezug auf Anlagen, die ab 2023 am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, müssen wie auch bei Wind- und Solarenergie, die **Gebotshöchstwerte im EEG 2023 deutlich angehoben** werden (Änderung von §§ 39b Abs. 1, 39g Abs. 5 Nr. 3, 39l Abs. 1 EEG 2021).

1.2. Keine Abschöpfung von Erlösen aus der flexiblen Stromproduktion (Änderung von § 16 Abs. 1 KabE)

Der Abschöpfungsmechanismus darf insbesondere in der aktuellen Krisensituation nicht zu einer Verzerrung der strommarktgetriebenen Flexibilitätsanreize für Bioenergieanlagen führen. Denn eine Verlagerung der Stromerzeugung aus Biomasse auf Stunden mit hohen Börsenstrompreisen senkt den Bedarf an Erdgas, das ansonsten in Gasturbinen zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden müsste. Eine Verzerrung dieser Strompreissignale kann so zu einem höheren Erdgasbedarf in Spitzenzeiten führen.

Dies ist jedoch im KabE nicht gegeben. Gemäß § 16 Abs. 1 KabE soll die Differenz zwischen den „gestatteten Erlösen“ (anzulegender Wert zzgl. Sicherheitszuschlag) und den *realen* Spotmarkterlösen abgeschöpft werden. Damit würden auch die Erlöse aus einer flexiblen Stromproduktion nur zu 10 Prozent beim Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter verbleiben. Ein Anteil von 10 Prozent, die Anlagenbetreiber und Direktvermarkter untereinander aufteilen, ist jedoch viel zu gering, um den Aufwand und die Kosten einer flexiblen Fahrweise zu decken. Der Abschöpfungsmechanismus führt auf diese Weise dazu, dass Bioenergieanlagen von einer flexiblen Stromproduktion in eine Grundlastfahrweise wechseln, was den Erdgasverbrauch in Spitzenlastzeiten erhöht.

Vorschlag

Eine Verzerrung von Flexibilitätsanreizen kann vermieden werden, indem die Stromerzeugung aus **Biogas und fester Biomasse** grundsätzlich vom Abschöpfungsmechanismus **ausgenommen** wird (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 1 KabE).

Insofern Biomasse nicht grundsätzlich ausgenommen wird, müssen **zumindest die Erlöse aus einer flexiblen Stromproduktion vollständig ausgenommen** werden. Zu diesem Zweck muss bei der Bioenergie die abzuschöpfende Erlös menge so definiert werden, dass sie nur die Differenz zwischen dem „gestatteten Erlös“ und dem *energieträgerspezifischen Monatsmarktwert* im Sinne des EEG (Monatsmittelwert an der Epex Spot) umfasst – so wie dies im KabE auch für Wind- und Solarenergie vorgesehen ist. Eine Bioenergieanlage, die dann Strom erzeugt, wenn die Börsenstrompreise oberhalb des Monatsdurchschnitts liegen, würde diese Mehrerlöse behalten können.

§ 16 Abs. 1 KabE wäre demnach wie folgt zu ergänzen:

„(1) Überschusserlöse werden vorbehaltlich der §§ 17 und 18 unwiderleglich vermutet, wenn die Spotmarkterlöse in einem Kalendermonat oder im Fall von Windenergieanlagen und Solaranlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder im Fall von Biomasseanlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nr. 3.2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Summe übersteigen:“

1.3. Bagatellgrenze ändern

1.3.1. Umstellung auf 1 MW Bemessungsleistung (Ergänzung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 KabE)

Die 1 MW Bagatellgrenze ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings bezieht sie sich auf die *installierte Leistung*, wodurch zwar sehr viele Anlagen, die in Grundlast Strom produzieren, von der Abschöpfung ausgenommen sind. Ein Großteil der Anlagen, die ihre installierte Leistung zum Zweck der flexiblen Stromproduktion erhöht haben, werden jedoch abgeschöpft, obwohl sie die gleiche Strommenge produzieren. Diese Pönalisierung von Investitionen die Anlagenflexibilisierung ist eine energiepolitisch unsinnige Anreizwirkung und konterkariert die politisch gewünschte Flexibilisierung des Energiesystems.

Vorschlag

Fehlanreize, die Investitionen in Anlagenflexibilisierung benachteiligen, sollten durch eine grundsätzliche **Ausnahme der Stromerzeugung aus Biomasse** vom Abschöpfungsmechanismus vermieden werden.

Infofern Biomasse nicht vollständig ausgenommen wird, darf sich die **1 MW Bagatellgrenze** nicht auf die *installierte Leistung* beziehen, sondern auf die (bisherige) **Bemessungsleistung** (Ergänzung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 KabE). Bei einer Bestimmung der Bagatellgrenze über die installierte Leistung würden Anlagen schlechter gestellt, die ihre installierte Leistung zum Zweck der flexiblen Stromerzeugung erhöht haben (ohne ihre Stromerzeugung zu erhöhen). Eine Pönalisierung von Investitionen in die Anlagenflexibilisierung ist energiewirtschaftlich unsinnig. Die Bemessungsleistung gibt an, welche Strommengen eine Anlage in einem Kalenderjahr erzeugt bzw. eingespeist hat. So wird die Absicht hinter der Bagatellgrenze, Anlagen mit einer Stromerzeugung unterhalb einer gewissen Schwelle auszunehmen, umgesetzt, ohne dass flexibilisierten Anlagen gegenüber nicht-flexibilisierten Anlagen schlechter gestellt werden.

Um die mit der Novelle des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) angestrebte Ausweitung der Biogasproduktion nicht zu konterkariieren, sollte jedoch nicht auf die *jeweils aktuelle Bemessungsleistung*, sondern auf die *bisherige Bemessungsleistung* (im Jahr 2021) abgestellt werden. So können Anlagen, deren Bemessungsleistung in 2021 unter 1 MW lag, ihre Bemessungsleistung für die kommenden Monate erhöhen, ohne dass sie die Bagatellgrenze von 1 MW überschreiten.

Zu diesem Zweck ist § 13 Abs. 3 Nr. 2 um einen neuen Buchstabe b zu ergänzen:

„2. Strom aus

[...]

b) Biomasseanlagen mit einer Bemessungsleistung von bis zu 1 Megawatt, wobei sich die Bemessungsleistung aus dem Quotient aus der Summe der im Kalenderjahr 2021 erzeugten und eingespeisten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas durch eine Anlage und nach endgültiger Stilllegung dieser Anlage bestimmt,“

1.3.2. Bestandsschutz wahren: Trennung zwischen BHKW am Standort der Biogaserzeugung und Satelliten-BHKW (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 KabE)

Nach § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a KabE fallen Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW nicht in den sachlichen Anwendungsbereich des StromPBG. Zur Bestimmung der installierten Leistung soll nach dem KabE einerseits auf die Begriffsdefinition zur installierten Leistung in § 3 Nr. 31 EEG 2021 und andererseits auch zur Bestimmung der Größe der Anlage auf § 24 Abs. 1 EEG 2021 zurückgegriffen werden. Ziel dieser Ausnahme ist die Verringerung des bürokratischen Aufwands.

Dabei ist es gerade nicht zielführend, wenn auf § 24 Abs. 1 EEG 2021 *in Gänze* abgestellt wird. Vielmehr ist es erforderlich, lediglich auf § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 bzw. zusätzlich ggf. noch auf dessen Sätze 3 und 4 zu verweisen. **Auf keinen Fall ist der Verweis auf § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 zielführend.**

Es ist ein weit verbreitetes Anlagenkonzept, aus derselben Biogaserzeugungsanlage neben dem BHKW am Standort der Biogaserzeugung ein weiteres, von der Anlage abgesetztes BHKW (sog. „Satelliten-BHKW“) zu versorgen. Das Vor-Ort-BHKW und das Satelliten-BHKW sind EEG-rechtlich eigenständige Biogasanlagen, die auch räumlich getrennt und nur mittelbar über die Mikrogasleitungen zwischen Gaserzeugungsanlage und den BHKWs verbunden sind. Wenn – wie im KabE vorgesehen – zur Bestimmung der installierten Leistung auf § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 verwiesen wird, dann würden zwei an sich EEG-rechtlich eigenständige Biogasanlagen zusammengefasst, um zu prüfen, ob sie unter die Bagatellgrenze fallen oder dem Abschöpfungsmechanismus unterliegen. Gerade im Hinblick auf ältere Bestandsanlagen **widerspricht** eine Anwendung dieser **Zusammenfassungsregel dem verfassungsrechtlich normierten Bestandsschutz**. Eine § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 entsprechende Vorschrift besteht erst seit dem 01.08.2014 in Betrieb genommene Anlagen. Eine Anwendung insbesondere auf Bestandsanlagen hätte einen verfassungsrechtlich nicht zu rechtfertigenden Eingriff in den Bestandschutz zur Folge.

Diese Zusammenfassung **widerspräche auch der gesellschaftsrechtlichen Realität**. Meist stellen sowohl die Vor-Ort-Anlage als auch die Satellitenanlage unterschiedliche Gesellschaften dar.

Diese Zusammenfassung von Biogasanlagen **entspricht auch nicht den europarechtlichen Vorgaben**. So kann bereits angezweifelt werden, ob „installierte Kapazität“ (EU-VO 2022/1854) im Sinne der installierten Leistung oder vielmehr im Sinne einer Bemessungsleistung auszulegen ist. Die EU-VO 2022/1854 enthält jedenfalls keine Anhaltspunkte dafür, dass bei Biogasanlagen vom nationalen Anlagenbegriff (§ 3 Nr. 1 EEG 2021) weiter abgewichen werden soll.

In der Regelung zur Bestimmung der installierten Leistung in § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a KabE ist ein Verweis auf § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 **nur und einzig in Bezug auf Solaranlagen sinnvoll**. Denn nach § 3 Nr. 1 EEG 2021 ist jedes Modul eine eigenständige Anlage. Daher ist es zielführend auf § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 zu verweisen, da sonst bei Solaranlagen die de minimis-Regel der EU-VO und auch des StromPBG komplett leerliefe.

Ggf. entspricht es auch dem Willen des Gesetzgebers, dass beispielsweise Freiflächenanlagen nicht mit Solaranlagen in, an oder auf Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst werden. Wenn dem so ist, dann muss der Verweis im StromPBG auch auf § 24 Abs. 1 Satz 1, 3 und 4 EEG 2021 lauten.

Es **widerspricht aber gerade Aspekten der Gleichberechtigung**, wenn bei Biogasanlagen eine Zusammenfassung zwischen Vor-Ort-Anlage und Satellitenanlage über die Mikrogasleitung erfolgt (§ 24 Abs.

1 Satz 2 EEG 2021) und bei Solaranlagen über § 24 Abs. 1 Sätze 3 und 4 EEG 2021 verschiedene Konstellationen von einer Zusammenfassung ausgenommen werden.

Vorschlag

Aus den genannten Gründen ist in jedem Fall § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 im Rahmen des § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a KabE auszunehmen und die Angabe zur Berechnung der installierten Leistung wie folgt zu spezifizieren:

„2. Strom aus

a) *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 Anlage § 24 Absatz 1 Satz 1, 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden sind,*“

1.4. Keine rückwirkende Abschöpfung

Sehr viele Betreiber haben Strommengen in Form von Termingeschäften, Festpreisverträgen oder PPA-Geschäften zu fixen Preisen bereits für die kommenden Monate und Quartale verkauft. Die Verträge hierzu wurden bereits vor dem 1.12. (oder schon weit vorher, Anfang bzw. Mitte 2022) geschlossen. Viele Betreiber haben die vorhandenen oder absehbaren Strommarkterlöse bereits reinvestiert (z.B. in die Flexibilisierung, eine Generaüberholung oder Wärmenetzanschlüsse) und/oder zur Kompensation der höheren Betriebs- und Brennstoffkosten verwendet. Die Signale aus der Politik mit der Novelle des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) waren klar und richtungsweisend. Eine rückwirkende Abschöpfung würde deshalb das Vertrauen von Firmen und Betreibern in die Zuverlässigkeit der Politik extrem und nachhaltig zerstören.

Vorschlag

Die Abschöpfung darf keine Erlöse aus Termingeschäften, Festpreisverträgen oder PPA-Geschäften, die bereits vor dem 1.12. abgeschlossen wurden, umfassen.

2. Vereinbarkeit der Änderungsvorschläge mit der EU-Verordnung 2022/1854

2.1. Zur Ausnahme von Biogas und fester Biomasse vom Abschöpfungsmechanismus

2.1.1. Erwägungsgründe

Dafür, dass Biogas und feste Biomasse auf nationaler Ebene von der Erlösabschöpfung ausgenommen werden können oder evtl. sogar müssen, sprechen vor allem die Erwägungsgründe.

1. Ausnahme: Erzeuger mit hohen Grenzkosten

In den Erwägungsgründen (z.B. Nr. 11) führt die EU ausdrücklich aus, dass nur Anlagen mit niedrigen Grenzkosten, sog. inframarginalen Anlagen von der EU-VO überhaupt erfasst sein sollen. Im weiteren Verlauf wird wiederholt und unmissverständlich dargelegt, dass nur „die außergewöhnlichen Markterlöse von Erzeugern mit niedrigen Grenzkosten vorübergehend begrenzt werden“⁵ müssen bzw. dass „die Obergrenze für Markterlöse [nur] für **Technologien gelten [sollte]**, deren Grenzkosten unter der Obergrenze für Markterlöse liegen.“⁶ Der Verordnungsgeber listet dann noch Beispiele an Energieträgern auf, die er von der EU-VO betroffen ansieht: „beispielsweise Wind-, Solar-, Kernenergie oder Braunkohle.“⁷ Strom aus Biogas und fester Biomasse sind nicht genannt. Das kann als Indiz gewertet werden, dass diese Einsatzstoffe von der EU gerade nicht als erfasst angesehen werden.

Ferner wird in Erwägungsgrund Nr. 28 die Höhe der Obergrenze (180 EUR/MWh) damit gerechtfertigt, dass „die Obergrenze für Markterlöse bei 180 EUR/MWh einem Preisniveau [entspricht], das deutlich über den ursprünglichen Markterwartungen liegt“. Wie oben beschrieben trifft diese Aussage auf die überwiegende Mehrheit an Bioenergieanlagen nicht zu. Insbesondere vor dem Hintergrund der vergangenen und absehbaren Kostensteigerungen liegen die Stromgestehungskosten von typischen Biogasanlagen in der Größenordnung von 300 Euro/MWh, die Stromgestehungskosten von fester Biomasse bei weit über 200 Euro/MWh. Folglich ist in Bezug auf Biomasse auch die in Erwägungsgrund Nr. 29 „**bedeutliche Marge** zwischen den zu erwartenden Stromgestehungskosten und der Obergrenze für Markterlöse“ nicht vorhanden. „Damit die Obergrenze für Markterlöse nicht der ursprünglichen Bewertung der Investitionsrentabilität zuwiderläuft, muss eine Marge zu dem von den Investoren vernünftigerweise zu erwartenden Preis hinzugerechnet werden.“⁸

⁵ Erwägungsgrund Nr. 25: „In einer Situation, in der die Verbraucher extrem hohen Preisen ausgesetzt sind, die auch der Wirtschaft der Union schaden, müssen die außergewöhnlichen Markterlöse von Erzeugern mit niedrigeren Grenzkosten vorübergehend begrenzt werden, indem auf diese Markterlöse aus dem Stromverkauf in der Union die Obergrenze für Markterlöse angewandt wird.“

⁶ Erwägungsgrund Nr. 32: „Die Obergrenze für Markterlöse sollte für **Technologien gelten, deren Grenzkosten unter der Obergrenze für Markterlöse liegen**, wie beispielsweise Wind-, Solar-, Kernenergie oder Braunkohle.“

⁷ Erwägungsgrund Nr. 32.

⁸ Erwägungsgrund Nr. 29.

Nachdem in Erwägungsgrund Nr. 32 dargestellt wurde, für welche Technologien die Obergrenze anzuwenden sein soll, nennen die Erwägungsgründe ab Nr. 33 die **Fälle, in denen eine Obergrenze für Markterlöse nicht angewendet werden soll**: nämlich z.B.

- bei „**Technologien mit hohen Grenzkosten im Zusammenhang mit dem Preis der für die Stromerzeugung erforderlichen Brennstoffe wie Gas- und Steinkohlekraftwerke**“⁹
- bei „**Technologien, die in direktem Wettbewerb mit Gaskraftwerken stehen, um Flexibilität im Stromnetz zu gewährleisten** und ihnen die Möglichkeit zu bieten, ihren Strom auf den Strommärkten auf Grundlage ihrer Opportunitätskosten wie Laststeuerungs- und Speicherungskosten anzubieten.“¹⁰

Folglich soll nach dem Willen der EU auch bei flexiblen Stromerzeugern wie Bioenergieanlagen die Obergrenze für Markterlöse nicht angewendet werden. Nach Ansicht der EU darf es nicht sein, dass „*die Anwendung dieser Obergrenze [...] die wirtschaftliche Tragfähigkeit [dieser flexiblen Anlagen] gefährden würde.*“¹¹

2. Ausnahme: Ersatzbrennstoffe wie Biomethan

Einen weiteren Fall, in dem die Obergrenze für Markterlöse nicht gelten soll, nennt Erwägungsgrund Nr. 34: „**Die Obergrenze für Markterlöse sollte nicht für Technologien gelten, bei denen anstatt Erdgas Ersatzbrennstoffe wie Biomethan verwendet werden.**“¹²

Dieser Erwägungsgrund zählt beispielhaft („wie“) – und damit nicht abschließend – Biomethan auf. Nach dem Willen der EU soll die Obergrenze für Markterlöse demnach auch für solche Stoffe nicht gelten, die mit Biomethan vergleichbar sind, also z.B. Biogas.

3. Ausnahme: Berücksichtigung nationaler Besonderheiten

Erwägungsgrund Nr. 40 ermöglicht es den Mitgliedstaaten, „*da sich der Stromerzeugungsmix und die Kostenstruktur von Erzeugungsanlagen von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat stark unterscheiden, (...) unter bestimmten Bedingungen nationale Krisenmaßnahmen beizubehalten oder einzuführen.*“

Eine solche deutsche Besonderheit ist die Verstromung von Biogas in BHKW und die Nutzung von Biomasse als Flexibilitätsoption im Stromsektor.

⁹ Erwägungsgrund Nr. 33: „**Die Obergrenze für Markterlöse sollte nicht für Technologien mit hohen Grenzkosten im Zusammenhang mit dem Preis der für die Stromerzeugung erforderlichen Brennstoffe wie Gas- und Steinkohlekraftwerke gelten, da deren Betriebskosten deutlich über der Obergrenze für Markterlöse liegen würden und die Anwendung dieser Obergrenze ihre wirtschaftliche Tragfähigkeit gefährden würde. Um die Anreize für eine allgemeine Senkung des Gasverbrauchs zu bewahren, sollte die Obergrenze für Markterlöse auch nicht für Technologien gelten, die in direktem Wettbewerb mit Gaskraftwerken stehen, um Flexibilität im Stromnetz zu gewährleisten und ihnen die Möglichkeit zu bieten, ihren Strom auf den Strommärkten auf Grundlage ihrer Opportunitätskosten wie Laststeuerungs- und Speicherungskosten anzubieten.**“

¹⁰ Erwägungsgrund Nr. 33.

¹¹ Erwägungsgrund Nr. 33.

¹² Erwägungsgrund Nr. 34: „**Die Obergrenze für Markterlöse sollte nicht für Technologien gelten, bei denen anstatt Erdgas Ersatzbrennstoffe wie Biomethan verwendet werden, um die Umrüstung bestehender Gaskraftwerke im Einklang mit den REPowerEU-Zielen, die insbesondere in der Mitteilung der Kommission vom 18. Mai 2022 zum REPowerEU-Plan (im Folgenden „REPowerEU-Plan“) gesetzt wurden, nicht zu gefährden.**“

2.1.2. Wortlaut und Begriffsbedeutung „Biomethan“

In Artikel 7 der EU-VO 2022/1854 wird wörtlich „Biomethan“ ausgenommen – ohne dass die EU in dieser EU-VO näher bestimmt, was darunter zu verstehen ist bzw. welche biogenen Gase davon erfasst sein sollen.

Daher kann dieser **Begriff „Biomethan“ als Oberbegriff** verstanden werden, der zwangsläufig vorgesetzte Erzeugungsprozesse und dabei entstehende Gase ebenfalls umfasst. Nicht aufbereitetes (Roh-)Biogas ist also als notwendige Vorstufe vom Begriff „Biomethan“ erst recht oder sowieso erfasst.

Für ein solch weites Begriffsverständnis von Biomethan spricht auch, dass im allgemeinen Sprachgebrauch der Begriff „Biomethan“ so gebraucht wird, dass Biomethan Biogas als Bestandteil umfasst: „*Als Biomethan (synonym Bioerdgas) wird Methan bezeichnet, das nicht fossilen Ursprungs ist, sondern aus biogenen Stoffen erzeugt wurde und Bestandteil von Biogas ist.*“¹³

2.2. Zur Einführung höherer „zulässiger Erlöse“ für Biogas und feste Biomasse

Die Erlösabschöpfung darf die „**Investitionsrentabilität**“ nicht beeinträchtigen. Das ist in verschiedenen Erwägungsgründen als Motivation der EU nachzulesen.

Zum einen kann auch in diesem Zusammenhang darauf verwiesen werden, dass die EU-VO 2022/1854 nur für Anlagen mit geringen Grenzkosten gelten soll.¹⁴ Zum anderen führt die EU zur Höhe der Obergrenze für Markterlöse aus, dass diese „*Erzeuger erneuerbarer Energien nicht beeinträchtigen [soll], ihre Investitions- und Betriebskosten zu decken, und zukünftige Investitionen in die erforderlichen Kapazitäten für ein emissionsarmes und zuverlässiges Elektrizitätssystem erhalten sowie Anreize dafür zu schaffen.*“¹⁵ Ferner muss „*damit die Obergrenze für Markterlöse nicht der ursprünglichen Bewertung der Investitionsrentabilität zuwiderläuft, [...] eine Marge zu dem von den Investoren vernünftigerweise zu erwartenden Preis hinzugerechnet werden.*“ Alle Erneuerbaren Energien haben in den letzten Monaten gestiegene Direktvermarktungskosten. Alleinstellungsmerkmal der Bioenergieanlagen sind allerdings die enorm gestiegenen Substratkosten. Diese im Zusammenhang mit dem Ukrainekrieg stehenden Kosten konnten Anlagenbetreiber im Zeitpunkt der Investitionsentscheidung vernünftigerweise nicht erwarten. Daher müssen diese Zusatzkosten plus einer Investitionsrentabilität berücksichtigt werden. Das schließt die EU-VO nicht aus, sondern gesteht das den Anlagenbetreibern explizit zu.

2.3. Zur Einführung einer Bagatellgrenze von 1 MW Höchstbemessungsleistung für Biogasanlagen

Dafür, dass die Bagatellgrenze auch auf die **Höchstbemessungsleistung** einer Anlage bezogen werden kann, sprechen zum einen der ambivalente Wortlaut, der von der „Kapazität“ spricht. Kapazität kann im Sinne der Höchstbemessungsleistung verstanden werden. Zum anderen können nach den Erwägungsgründe der EU-VO 2022/1854 auch nationale Besonderheiten – wie eben die im EEG gesetzlich geforderte und geförderte Flexibilisierung der Anlagen verbunden mit einer Vergütungssystematik, die sich an einer Höchstbemessungsleistung orientiert – berücksichtigt werden.

¹³ [Biomethan – Wikipedia](#) (November 2022).

¹⁴ Z.B. Erwägungsgrund Nr. 11, 25.

¹⁵ Erwägungsgrund Nr. 27.

2.3.1. Wortlaut

Art. 7 Abs. 3 EU-VO 2022/1854 sieht die Möglichkeit vor, „*diese Obergrenze für Markterlöse nicht auf Stromerzeuger anzuwenden, die Strom mit Anlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 1 MW erzeugen.*“ Es stellt sich die Frage, was unter „installierter Kapazität“ im Sinne der EU-VO zu verstehen ist. Einerseits könnte die installierte Leistung oder andererseits die Bemessungsleistung bzw. Höchstbemessungsleistung der Anlage gemeint sein.

Legt man den Schwerpunkt auf „installiert“, so kann auf die Definition der installierten Leistung im Sinne des EEG verwiesen werden: „*die elektrische Wirkleistung, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann*“ (§ 3 Nr. 31 EEG 2021). Eine feste Grenze von 1 MW installierter Leistung birgt allerdings die Gefahr, dass auch bereits in Betrieb genommene Anlagen flexible Kapazitäten zeitlich befristet¹⁶ stilllegen und so die Anlage auf diesen Grenzwert „optimieren“.

Der in der EU-VO verwendete Begriff der „installierten Kapazität“, besteht allerdings auch aus einem zweiten Begriffsteil – der „Kapazität“. Kapazität bedeutet nach dem allgemeinen Sprachgebrauch die „*maximale Leistung in der Produktion eines Unternehmens (für einen bestimmten Zeitraum)*.“¹⁷ Biogasanlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 sind über die Höchstbemessungsleistung im Sinne des § 101 Abs. 1 EEG 2017 auf eine bestimmte Kapazität festgelegt. Zudem können diese Anlagen die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen und die Anlage dazu max. 5-fach „überbauen“. Das bedeutet letztlich, dass die installierte Leistung der flexibilisierten Anlagen um das 5-fache höher sein kann als deren tatsächliche Bemessungsleistung. Die installierte Leistung kann das 5-fache der (durchschnittlichen) Kapazität der Anlage betragen. Anlagen mit einer Inbetriebnahme nach dem 31.07.2014 sind auf eine Bemessungsleistung beschränkt, die 50 Prozent (§ 47 Abs. 1 EEG 2014 und § 44b Abs. 1 EEG 2017) bzw. 45 Prozent (§ 44b Abs. 1 EEG 2021) des Werts der installierten Leistung entspricht. D.h., diese Anlagen halten eine Flexibilität von Gesetzes wegen in Höhe von 50 bzw. 55 Prozent vor. Eine installierte Leistung von 1 MW entspricht letztlich nur einer Höchstbemessungsleistung bzw. Kapazität in Höhe von 500 bzw. 450 kW.

Diese flexibilisierten Anlagen zeichnen sich folglich dadurch aus, dass die installierte Leistung deutlich höher ist als deren (durchschnittliche) Kapazität. Die Anlagen sind insbesondere zur Spitzenlastdeckung geeignet. Auch ist die flexible Strombereitstellung vom nationalen Gesetzgeber zunächst freiwillig gefördert (EEG 2012 und frühere EEG-Fassungen) und dann ab dem EEG 2014 gesetzlich gefordert worden. Eine De minimis-Regelung, die auf eine installierte Leistung abstellt, konterkariert dieses nationale und von der EU ebenfalls geforderte und genehmigte Förderinstrument.

2.3.2. Erwägungsgründe

Auch mit den Vorgaben der EU-VO 2020/1854 wäre eine Auslegung des Begriffs der „installierten Kapazität“ im Sinne der Höchstbemessungs- bzw. der Bemessungsleistung vereinbar. Ein Ziel dieser EU-VO ist die „*Nachfragesenkung in Höhe von 5% während Spitzenzeiten (...) mithilfe von unabhängigen Aggregatoren, Flexibilität*“ zu senken.¹⁸ Auch sollten Mitgliedstaaten „*nationale Besonderheiten berücksichtigen*“¹⁹ können. Gerade bei den Flexibilitätsinstrumenten der Höchstbemessungsleistung und

¹⁶ Art. 22 Abs. 2 Buchst. c EU-VO 2022/1854 sieht einen zeitlichen Anwendungsbereich vom 01.12.2022 bis zum 30.06.2023 vor.

¹⁷ www.duden.de/rechtschreibung/kapazitaet (Nov. 2022).

¹⁸ Erwägungsgrund Nr. 18.

¹⁹ Erwägungsgrund Nr. 19.

der Bemessungsleistung für Biogas handelt es sich um solche nationalen Besonderheiten. Zudem hat der deutsche Gesetzgeber für Biogasanlagen für die Kalenderjahre 2022 und 2023 die Möglichkeit der Überschreitung der (Höchst-)Bemessungsleistung in § 100 Abs. 16 EEG 2021 geschaffen. Auch diese nationale Besonderheit der Erhöhung der Strommengen – und damit verbunden auch der Wärmemengen – würde infolge einer Erlösabschöpfung aufgehoben bzw. nicht angereizt. Insbesondere bei der Feststellung einer Gasmangellage sollte Biogas ohne Restriktion nutzbar sein und damit einen Beitrag zur Entspannung der Lage leisten können.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

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

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik des FvB
Tel.: 030-2758179-16
Email: guido.ehrhardt@biogas.org



Stellungnahme

Prof. Dr. Fritz Söllner

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Fakultät für Wirtschaftswissenschaften und Medien

Technische Universität Ilmenau | PF 10 05 65 | 98684 Ilmenau

Univ.-Prof. Dr. rer. pol. habil.
Fritz Söllner

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie
Platz der Republik 1
10557 Berlin

Institut für Volkswirtschaftslehre
Fachgebiet Finanzwissenschaft

Besucheradresse:
Ehrenbergstraße 29 (Ernst-Abbe-Zentrum)
98693 Ilmenau

Telefon +49 3677 69-2658
Telefax +49 3677 69-1229

fritz.soellner@tu-ilmenau.de
www.tu-ilmenau.de/fakww/

Ilmenau, 4. Dezember 2022

Stellungnahme

zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse
und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen
für die öffentliche Anhörung im Ausschuss für Klimaschutz und Energie
am 6. Dezember 2022

1. Die Energiekrise und ihre Ursachen

Die aktuelle krisenhafte Entwicklung hat verschiedene Ursachen, deren Symptome sich teilweise überlagern. Bei der Problemdiagnose muss zwischen diesen Ursachen genau unterschieden werden, da nur unter dieser Voraussetzung eine effektive und effiziente Krisenpolitik gestaltet werden kann. *Cum grano salis* kann man zwei Hauptursachen identifizieren: die Geldpolitik der EZB, die für die Inflation im Allgemeinen verantwortlich ist; und die im Gefolge des russischen Angriffs auf die Ukraine verhängten Sanktionen und Gegensanktionen, die zur Verknappung des Energieangebots und zur Gefährdung der Sicherheit der Energieversorgung geführt haben. Beide Ursachen wirken beim schwerwiegendsten Symptom der aktuellen Krise zusammen: dem starken Anstieg der Energiepreise.

Die aktuelle Energiekrise wäre ohne die Energiepolitik der vergangenen 20 Jahre nicht möglich gewesen. Diese Energiepolitik hat sich auf Klimaschutz und die »Energiewende« fokussiert und dabei die Ziele der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit vernachlässigt. Darauf und auf die damit verbundenen Gefahren hat insbesondere der Bundesrechnungshof mehrmals in Sonderberichten aufmerksam gemacht (vgl. z.B. Bundesrechnungshof 2021), aber unglücklicherweise kein Gehör gefunden. Durch den fast vollendeten Ausstieg aus der Kernenergie und den im vollen Gange sich befindlichen Ausstieg aus der Kohleenergie wird

die Grundlast hauptsächlich durch Erdgas abgedeckt. Bei der Versorgung mit diesem Energieträger hat man sich auf Russland verlassen. Dafür gab es gute Gründe, wie die relativ günstigen Preise und die bisherigen Erfahrungen mit Russland als verlässlichen Lieferant. Aber auf diese Weise hat man sich in eine Abhängigkeit von Russland begeben. Denn eine Substitution der russischen Gaslieferungen durch Lieferungen aus anderen Ländern oder gar durch andere Energieträger ist kurzfristig nur sehr eingeschränkt und allenfalls zu erheblich höheren Preisen möglich (Pittel et al. 2022, 5-6).

Deshalb zeitigen die Sanktionen der EU und die Gegenmaßnahmen Russlands in Deutschland die schwerwiegenden Folgen, die wir im Moment beobachten können und noch erwarten müssen.

Vor allem ist es zu einem zeitweise enormen Anstieg des Gaspreises, außerdem zu einem deutlichen Anstieg des Ölpreises und in der Folge dieser Entwicklung auch zu einem Anstieg des Strompreises gekommen. Verbraucher und Wirtschaft haben darauf schon mit einem Nachfragerückgang reagiert, doch ist das Potential an Einsparungen durch das Heben von »Effizienzreserven« oder den Verzicht auf »unnötigen« Energieverbrauch begrenzt (Pittel et al. 2022, 4-5). In der Tat wurde ein Großteil der Einsparungen durch Produktionskürzungen oder -stilllegungen erzielt. BDI-Präsident Russwurm wies am 31.8.2022 darauf hin, dass die Industrie im bisherigen Verlauf des Jahres 2022 zwar 21% weniger Gas als im selben Zeitraum des Vorjahres verbraucht habe, dass dies aber kein Erfolg, sondern »Ausdruck eines massiven Problems« sei. »Die Substanz der Industrie ist bedroht« (zitiert nach Vahrenholt 2022). Neben der Aluminiumproduktion ist davon vor allem die Herstellung von Düngemitteln und anderen chemischen Produkten betroffen.

Dabei handelt es sich nicht nur um einen kurzfristigen konjunkturbedingten Einbruch, sondern diese Rückgänge sind Symptome für eine längerfristige Entwicklung, die den Industriestandort Deutschland bedroht. Nicht ohne Grund sieht z.B. die volkswirtschaftliche Abteilung der Deutschen Bank »die derzeitige Energiekrise (...) als Ausgangspunkt für eine beschleunigte Deindustrialisierung in Deutschland« (Heymann 2022, 1). Denn »die Produktion im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland dürfte 2022 um 2,5% und im Jahr 2023 um rd. 5% schrumpfen. (...) Der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der gesamten Bruttowertschöpfung in Deutschland (20,8% im Jahr 2021, 22,9% im Jahr 2016) wird in den nächsten Jahren voraussichtlich sinken« (Heymann 2022, 1). Beispiele für diese Entwicklung lassen sich unschwer finden. So errichtet Aurubis seine neue Kupfer-Recycling-Anlage in Georgia/USA, wo die Energieversorgung zuverlässig und preisgünstig ist (Zöttl 2022, 34-38). Der Vorsitzende der BASF, Martin Brudermüller, kritisiert die »überbordende Regulierung« beim EU Green Deal und die in Europa im Vergleich z.B. zu den USA wohl auch langfristig drei Mal so hohen Gaspreise. Es stelle sich die Frage, »was eigentlich noch für Investitionen in Europa« spreche. Tatsächlich kündigte die BASF vor Kurzem einerseits Stellenstreichungen in Deutschland und andererseits die Errichtung eines zehn Milliarden Euro teuren Chemiewerks in China an. Diesen Tendenzen, so Brudermüller, könne man nicht durch »Staatsgeld« oder temporäre Preisbremsen entgegenwirken (Brors und Hofmann 2022).

Notwendig ist vielmehr eine grundlegende Umorientierung in der Energiepolitik. Die einseitige Fixierung auf Klimaschutz muss beendet werden und sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Wirtschaftlichkeit müssen wieder den Stellenwert erhalten, den sie verdienen. Allein mit erneuerbaren Energien wird sich jedenfalls eine verlässliche und kostengünstige Energieversorgung nicht gewährleisten lassen. Dies zeigt allein schon ein Blick in die Anlage 4 des Gesetzentwurfs zur Strompreisbremse (Bundestag 2022a, 55), in der unter anderem die typischen Einsatzstunden der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien pro Jahr

aufgelistet sind. Während etwa ein Kernkraftwerk auf 8061 Stunden pro Jahr (92,0% der Stunden eines Jahres) kommt, beträgt dieser Wert für ein Windrad an Land 1564 Stunden (17,9%) und für eine Photovoltaikanlage sogar nur 827 Stunden (9,4%). Die Schlussfolgerungen aus solchen Zahlen dürften auf der Hand liegen.

Eine Umorientierung der Energiepolitik zur Beseitigung der Krisenursachen ist jedoch ein langfristiges Projekt. Was in 20 Jahren versäumt wurde, wird sich nicht in ein oder zwei Jahren nachholen lassen. Deshalb stellt sich die Frage, was kurzfristig zur Bewältigung der Krisenfolgen getan werden kann.

Zunächst einmal ist es notwendig, sich über die Situation im Klaren zu sein. Durch die gestiegenen Preise für Energieimporte haben sich die Terms of Trade deutlich verschlechtert (Deutsche Bundesbank 2022, 28; Statistisches Bundesamt 2022).¹ Das bedeutet, dass der Realwert an Gütern, die Deutschland für eine bestimmte Menge an Exportgütern importieren kann, gesunken ist. Damit einher gehen kräftige Realeinkommensverluste für die deutsche Volkswirtschaft, die einen Großteil des für 2022 eigentlich erwarteten Wachstums zunichtemachen. Unter optimistischen Annahmen kann für 2022 (2023) noch mit einem Wachstum des realen Bruttoinlandsprodukts von 1,9% (2,4%) gerechnet werden, was gegenüber den Konjunkturprognosen vom Dezember 2021 eine Wachstumseinbuße von 2,3 (0,8) Prozentpunkten ausmacht (Deutsche Bundesbank 2022, 17). Es könnte aber auch schlimmer kommen: Sollte Russland seine Energieexporte in die EU vollständig einstellen, wären Energierationierungen und weitere Produktionsrückgänge spätestens 2023 nicht zu vermeiden. Dadurch würde das Wachstum 2022 auf nur noch 0,5% sinken und 2023 käme es zu einer Rezession mit einem Rückgang des realen Bruttoinlandsprodukts um 3,2% (Deutsche Bundesbank 2022, 43).

Diese Wachstumseinbußen und Realeinkommensrückgänge werden durch angebotsseitige, exogene Schocks verursacht. Sie können daher *nicht* durch nachfrageseitige wirtschaftspolitische Maßnahmen kompensiert werden. Eine »Entlastung«, von der immer so viel die Rede ist, ist auf gesamtwirtschaftlicher Ebene nicht möglich. Es ist allenfalls möglich, die unvermeidliche Belastung der deutschen Volkswirtschaft auf die eine oder die andere Weise umzuverteilen. Entlastungen bestimmter Wirtschaftssubjekte führen deshalb zu Belastungen anderer Wirtschaftssubjekte – wobei letztere auch Angehörige künftiger Generationen seien können. Ganz abgesehen davon sind alle derartigen Maßnahmen immer mit zusätzlichen Kosten verbunden, die die Volkswirtschaft als ganze noch weiter belasten.

Vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Situation gibt es im Wesentlichen zwei politische Optionen: *Erstens* könnte man die Sanktionen gegen Russland aufheben. Mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit würde Russland dann auch seine Gegenmaßnahmen beenden: Die Gaslieferungen würden gesteigert und nach einer erfolgreichen Reparatur der Nordstream-Pipelines wieder in vollem Umfang aufgenommen werden; die Öl- und Gaspreise würden deutlich fallen; die Terms of Trade würden sich wieder verbessern; eine Rezession würde nicht mehr drohen, sondern es käme im Gegenteil zu einem Wachstumsschub. *Zweitens* könnte man die Sanktionen beibehalten (oder sogar noch verschärfen). Dann wird es zu den oben geschilderten Folgen mit allen Nachteilen für die deutsche Volkswirtschaft und die deutschen Bürger kommen.

Die Entscheidung zwischen diesen beiden Optionen ist keine ökonomische, sondern eine politische. Fällt diese Entscheidung zugunsten der zweiten Alternative und verfolgt man die

¹ Die Terms of Trade bezeichnen, vereinfacht gesagt, das Austauschverhältnis zwischen Importen und Exporten. Je größer dieses ist, desto mehr Güter können für eine bestimmte Menge an Exporten importiert werden.

bisherige Politik weiter, dann sollte man zum einen die unvermeidbaren ökonomischen Konsequenzen dieser Politik klar und offen kommunizieren und insbesondere nicht vorgeben, der Staat könne durch »Entlastungen« die Bürger vollständig oder auch nur zum größten Teil vor diesen Konsequenzen bewahren.

Zum anderen sollte man Maßnahmen ergreifen, damit zumindest diejenigen wirtschaftlichen Schäden vermieden werden können, die vermeidbar sind. Angesichts des Gasmangels und der drohenden Gasrationierungen sollte dieser Energieträger soweit als möglich in denjenigen Verwendungen eingesetzt werden, in denen eine Substitution auch mittelfristig nicht möglich ist – also für die Beheizung von Gebäuden und für die Prozesswärme bzw. als Einsatzstoff in der Industrie. Um Stromengpässe zu verhindern und steigenden Strompreisen entgegenzuwirken, müssen zum Ausgleich die beiden anderen grundlastfähigen Energieträger, also Kohle und Kernenergie, intensiver und länger genutzt werden, als dies bisher beabsichtigt war. Vor diesem Hintergrund ist es unverständlich, dass der Betrieb der drei noch stromproduzierenden Kernkraftwerke nur bis zum 15. April 2023 verlängert werden soll. Denn mit diesen Kraftwerken und einer Revitalisierung der Kohlekraftwerke ließen sich die Stromkosten deutlich senken (Vahrenholt 2022).

Nur auf diese Weise, also durch eine Ausweitung des Angebots, lässt sich, der Preisdruck bei Energieerzeugnissen in der aktuellen Situation senken. Keinesfalls dazu geeignet sind direkte Preiseingriffe, insbesondere staatlich fixierte Preisobergrenzen, oder »Preisbremsen« jeglicher Art. Diese beeinträchtigen die Signal- und die Allokationsfunktion des Preissystems und können zu einer Verschlimmerung der Probleme führen.

Für die aktuell hohen Strompreise ist jedenfalls *nicht* die Strompreisbildung gemäß dem Merit-Order-Prinzip verantwortlich, wie mitunter insinuiert wird. Dieser Preisbildungsmechanismus entspricht dem normalen Marktpreismechanismus, bei dem der Grenzanbieter den Gleichgewichtspreis »bestimmt«. Das Problem liegt vielmehr darin, dass sich die Angebotskurve nach links verschoben hat und gleichzeitig steiler geworden ist. Im Zusammenspiel mit einer relativ unelastischen Nachfrage führt das zu steigenden Produzentenrenten. Abhilfe kann auf Dauer nur durch die »Normalisierung« der Angebotsfunktion geschaffen werden, wie dies durch eine vermehrte Stromproduktion mittels Kohle und Kernkraft möglich wäre.

Neben solchen und ähnlichen angebotsseitigen Maßnahmen, also keinesfalls als Ersatz für dieselben, können aus sozial- oder wirtschaftspolitischen Gründen auch nachfrageseitige Maßnahmen angezeigt sein, um die Auswirkungen der durch die Energiekrise verursachten Belastungen dadurch zu abzuschwächen, dass man diese Belastungen zwischen den verschiedenen Bevölkerungsgruppen und Wirtschaftszweigen umverteilt. Um die damit zwangsläufig einhergehenden Kosten und Ineffizienzen zu minimieren, ist es aus Sicht der Ordnungspolitik wichtig, dass diese Maßnahmen *marktsystemkonform* sind. Eingriffe sollten also so erfolgen, dass die Freiheitsgrade der Wirtschaftssubjekte weitestmöglich erhalten werden und so die Funktionsweise der Marktwirtschaft möglichst wenig beeinträchtigt wird. Im Bereich der Außenwirtschaft wären etwa Zölle marktsystemkonform, nicht dagegen Einfuhrkontingente. Und in der Umweltpolitik wären Emissionssteuern marktsystemkonform, nicht aber der Zwang zum Einsatz bestimmter Technologien.

Im Folgenden sollen die wesentlichen Regelungen der vorgeschlagenen Strompreisbremse deshalb auch, aber nicht nur von diesem Standpunkt aus diskutiert werden.

2. Der Inhalt des Gesetzentwurfs

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf sollen Stromverbraucher vom 1.1.2023 bis zum 31.12.2023 entlastet werden. Zu diesem Zweck erhalten Haushalte und Kleingewerbe ein auf 80% ihres bisherigen Stromverbrauchs beschränktes Kontingent zum Bruttopreis von 40 Cent/kWh. Bei Industriekunden beträgt dieses Kontingent 70% (90% bei Betreibern von Schienenbahnen), welches sie zum Nettopreis von 13 Cent/kWh erhalten. Den Stromlieferanten wird die Differenz zwischen dem tatsächlichen Strompreis und der jeweiligen Preisobergrenze im Umfang der jeweiligen Kontingente vom Staat erstattet.

Finanziert werden soll diese »Preisbremse« vor allem durch die Abschöpfung sogenannter »Überschusserlöse« der Stromerzeuger. Diese fallen bei der Stromerzeugung mit Kohle, Erdöl, Kernenergie und erneuerbaren Energien an, da die Gestehungskosten sich nicht verändert, gleichzeitig aber die Strompreise infolge der hohen Gaspreise stark gestiegen sind. Überschusserlöse sind definiert als die Differenz der tatsächlichen Erlöse und der Summe aus technologiespezifischen »Referenzkosten« und »Sicherheitszuschlägen«. Diese Überschüsse sollen zu 90% abgeschöpft werden – und zwar rückwirkend vom 1.9.2022 bis zum 30.6.2023.

3. Kosten, Geltungsdauer und Verlängerung

In der Begründung zum Gesetzentwurf finden sich weder Prognosen zu den erwarteten Kosten der Preisbremse noch zu den erhofften Einnahmen durch die Überschusserlösabschöpfung. Lediglich für das Haushaltsjahr 2023 geht man von einer Finanzierungslücke in Höhe von € 43 Milliarden aus; im Übrigen verweist man auf die »sehr großen Unsicherheiten« bei der Abschätzung der mit diesem Vorhaben verbundenen Einnahmen und Ausgaben (Deutscher Bundestag 2022a, 4-5). Dies impliziert natürlich sehr große Haushaltsrisiken, für die zumindest eine Bandbreite angegeben werden sollte.

Da die Überschusserlösabschöpfung dezidiert zur Finanzierung der Preisbremse dienen soll, ist nicht nachvollziehbar, warum es eine zeitliche Diskrepanz zwischen Preisbremse und Abschöpfung gibt – insbesondere angesichts der erwähnten Finanzierungslücke. Denn während die Preisbremse bis zum 31.12.2023 gelten soll, soll die Abschöpfung schon zum 30.6.2023 auslaufen. Auch wenn man die angestrebte viermonatige Rückwirkung bei der Abschöpfung berücksichtigt, verbleibt eine Differenz von zwei Monaten.

Sowohl die Entlastungsmaßnahme als auch die Maßnahme zu deren Finanzierung können (unabhängig voneinander) von der Bundesregierung durch Rechtsverordnung bis zum 30.4.2024 verlängert und zum Teil neu bestimmt werden (§§ 3 Abs. 2, 13 Abs. 2, 47 Strompreisbremsegesetz), also ohne Mitwirkung bzw. Zustimmung des Bundestages. Angesichts der Milliardensummen, um die es bei diesen Maßnahmen geht, erscheint eine solche Umgehung des Haushaltsrechts des Parlaments nicht gerechtfertigt. Vielmehr sollte auch eine mögliche Verlängerung auf dem Weg der normalen Gesetzgebung erfolgen.

4. Die Strompreisbremse

Die geplante Regelung hat den Vorteil, dass die Sparanreize für Stromverbraucher nur gemindert, aber nicht ganz beseitigt werden. Von den mutmaßlich weiterhin hohen Marktpreisen für Verbräuche jenseits der Entlastungskontingente gehen entsprechend hohe Sparanreize aus und da auch der »preisgebremste« Verbrauch nicht kostenlos, sondern der subventionierte Preis höher als der Marktpreis vor Beginn der Energiekrise ist, gibt es auch für diesen Ver-

braucht einen Anreiz zum sparsamen Umgang mit Strom. Allerdings muss klar sein, dass die Preisbremse, genau wie jede andere Entlastungsmaßnahme, zwangsläufig die Sparanreize beeinträchtigt, unabhängig davon, wie sie konstruiert ist. Dies ist allein schon deshalb der Fall, weil eine Nachfrageeinschränkung als Reaktion auf Preiserhöhungen nicht nur vom Substitutions-, sondern auch vom Einkommenseffekt abhängt.

Ein weiterer Vorteil der gewählten Konstruktion besteht darin, dass die Preisbremse die wettbewerbliche Preisbildung am Strommarkt nicht beeinflusst – zumindest nicht direkt. Indirekt kann sie dagegen durchaus negative Effekte haben: Es wird zu einer Abnahme der Wettbewerbsintensität zwischen den Stromanbietern kommen, weil die Preisempfindlichkeit der Stromnachfrager tendenziell abnehmen wird. Deshalb, aber auch weil der Staat den Stromanbietern die Differenz zwischen Marktpreis und »gebremsten« Preis im Umfang der jeweiligen Kontingente erstattet, haben diese insoweit keinen Anreiz, ihre Kosten und damit ihre Preise zu senken bzw. Kosten- und Preiserhöhungen zu vermeiden.

Die Strompreisbremse führt zu einer pauschalen Entlastung aller Haushalte, was zwar politisch attraktiv, aber nicht zielgenau ist. Wünschenswert, vor allem im Sinn eines effizienten Einsatzes der Haushaltssmittel, wäre eine Entlastung nur der wirklich bedürftigen Haushalte. Bei Maßnahmen, die an der Preishöhe ansetzen, ist dies aber praktisch unmöglich.

Kritisch zu sehen ist daneben vor allem die Tatsache, dass die Gewährung der Entlastung nicht an den tatsächlichen Verbrauch der Stromkunden gekoppelt ist. Es kann mithin nicht ausgeschlossen werden, dass Letztverbraucher den subventionierten Strom an andere Abnehmer (z.B. an Letztverbraucher, denen keine Entlastung zusteht, oder an das Ausland) weiterverkaufen. Die Regelung des § 4 Absatz 1 Strompreisbremsegesetz begrenzt zwar den Entlastungsbetrag auf »die tatsächlichen Stromkosten«. Dadurch wird aber nur der Mitnahmeeffekt ausgeschlossen, wie er durch die Gewährung einer Entlastung, ohne dass überhaupt Strom abgenommen wird, entstehen kann, nicht aber der Weiterverkauf entnommenen Stroms. Denn eine Beschränkung der Entlastung auf den Eigenverbrauch erfolgt gerade nicht. Dieser Fall dürfte zwar auf Industrikunden beschränkt bleiben, kann sich aber gerade bei denselben wie eine Art Prämie für Produktionseinschränkungen bzw. -stilllegungen auswirken. Ob sich dieses Problem durch die Arbeitsplatzerhaltungspflicht und das Missbrauchsverbot (§§ 37, 39 Strompreisbremsegesetz) völlig vermeiden lässt, erscheint fraglich (vgl. Teil 6).

Nicht vernachlässigt werden darf auch ein gravierendes politökonomisches Problem: Wie jede Subventionierung wird auch die Subventionierung des Strompreises bei den Begünstigten Gewöhnungseffekte und Besitzstandsansprüche verursachen, die eine Rücknahme der Vergünstigung politisch schwer durchsetzbar machen können – und zwar umso mehr, je länger die Subventionierung dauert. Schon allein aus diesem Grund ist die Möglichkeit einer Verlängerung der Preisbremse nur auf dem Verordnungswege abzulehnen.

Schließlich stellt sich im Vergleich zu den Regelungen der Gas- und Wärmepreisbremse die Frage, warum die Entlastung durch die Strompreisbremse *nicht* als geldwerter Vorteil versteuert werden muss, die Entlastung durch die Gas- und Wärmepreisbremse dagegen schon (Deutscher Bundestag 2022b, 62). Ein nachvollziehbarer Grund für dieses unterschiedliche Vorgehen ist nicht ersichtlich.

5. Die Abschöpfung der Überschusserlöse

Positiv zu beurteilen ist, dass die wettbewerbliche Preisbildung am Strommarkt durch die geplante Abschöpfung von »Überschusserlösen« nicht beeinträchtigt wird und die Stromerzeuger weiterhin einen Anreiz haben, Strom zu produzieren und am Markt anzubieten.

Diesem Vorteil stehen jedoch beträchtliche Nachteile gegenüber: *Erstens* werden zwar *kurzfristig* negative Anreizeffekte auf Seiten der Stromanbieter vermieden, doch können dieselben *langfristig* nicht ausgeschlossen werden – und zwar nicht nur auf Seiten der Stromanbieter, sondern aller Unternehmen. Bei den Unternehmen wird das Vertrauen auf stabile Rahmenbedingungen geschädigt, da nach einem solchen Präzedenzfall damit gerechnet werden muss, dass auch in anderen (tatsächlichen oder angeblichen) Krisen Überschusserlöse abgeschöpft werden. Dass dadurch die Attraktivität des Standorts Deutschland und die Investitionsbereitschaft der Unternehmen nicht gerade gefördert werden, liegt auf der Hand.

Zweitens erscheint die Festlegung der Referenzkosten willkürlich (§ 16 Strompreisbremsegesetz); wie genau dieselbe erfolgt ist, kann nicht nachvollzogen werden.

Drittens sind die Regelungen, mit denen eine Umgehung der Abschöpfung mittels Termingeschäften verhindert werden soll (§ 17 Strompreisbremsegesetz in Verbindung mit Anlagen 4 und 5), kompliziert und auslegungsbedürftig. Ob Absicherungsgeschäfte »eindeutig und nachweisbar zum Zweck der Absicherung der Stromvermarktung« und »nach objektiv nachvollziehbaren Unternehmensregeln« abgeschlossen wurden; ob Preissicherungsmeldungen »nur zum Zweck der Absicherung von Risiken« abgegeben wurden – darüber wird nicht in jedem Fall Einigkeit herrschen. Rechtsstreitigkeiten werden deshalb bei der Anwendung dieser Regeln kaum vermeidbar sein.

Viertens bestehen erhebliche verfassungsrechtliche Risiken. Bei der Abschöpfung der Überschusserlöse handelt es sich *de facto* um eine zusätzliche Gewinnbesteuerung. Da die Gewinne der Stromerzeuger aber schon der »normalen« Besteuerung unterliegen, ist fraglich, ob eine zusätzliche Besteuerung – und zwar nur bei bestimmten Unternehmen einer bestimmten Branche – mit dem Gleichbehandlungsgebot der Verfassung vereinbar ist. Dies gilt nicht nur bei intra-, sondern auch und vor allem bei intertemporaler Betrachtung. Denn in vergleichbaren Krisensituationen, in denen es vergleichbare Überschusserlöse und eine vergleichbare Belastung der Staatsfinanzen gab, wurde nicht zu diesem Instrument gegriffen. Beispielsweise hätten mit derselben hier von der Bundesregierung vorgetragenen Begründung (Deutscher Bundestag 2022a, 107-108) auch die Überschusserlöse der pharmazeutischen und der medizintechnischen Industrie sowie der Laborärzte in der Coronakrise abgeschöpft werden können. Verfassungsrechtlich eindeutig unzulässig ist die mit der geplanten Maßnahme einhergehende Rückwirkung. Die Begründung, wonach die Stromerzeuger »mit einer Änderung der Rechtslage rechnen mussten« und deshalb »kein schützenswertes Vertrauen« bilden konnten (Deutscher Bundestag 2022a, 107), ist vollkommen unhaltbar. Jede Änderung von Gesetzen erfolgt nicht von einem Tag auf den anderen, sondern es gibt immer einen mehr oder weniger langen Vorlauf – von den ersten politischen Forderungen über die politische Meinungsbildung bis zur Beschlussfassung und Verabschiedung. Mit den von der Bundesregierung vorgetragenen Argumenten ließe sich jedes belastende Gesetz, und somit natürlich auch jedes belastende Steuergesetz, rückwirkend anwenden und so das Rückwirkungsverbot zumindest zum Teil außer Kraft setzen.

Fünftens stellt sich die Frage, warum man, wenn man schon ungeachtet aller Probleme die Gewinne der Stromerzeuger zusätzlich besteuern will, dies nicht im Rahmen des Steuerrechts tut. Ein entsprechender branchenspezifischer Aufschlag auf die Körperschaft- bzw. Einkommensteuer wäre leicht handhabbar und – bezogen auf die betreffende Branche – nicht diskriminierend. Die komplizierte Konstruktion mit Referenzkosten, Sicherheitszuschlägen und all den anderen Sonderregeln könnte ersatzlos entfallen. Der Verdacht ist nicht ohne weiteres von der Hand zu weisen, dass man die hier vorgestellte Konstruktion deshalb gewählt hat, um bei der Abschöpfung der Überschusserlöse bestimmte Energieträger besser als andere zu stel-

len. In der Begründung des vorliegenden Gesetzentwurfs findet sich jedenfalls kein einziges Wort dazu, warum eine körperschaft- bzw. einkommensteuerrechtliche Lösung nicht in Betracht gezogen wurde.

6. Sonstige Regelungen

Die Arbeitsplatzerhaltungspflicht (§ 37 Strompreisbremsegesetz) stellt eine Koppelung zwischen der Gewährung von Strompreisentlastungen und dem Erhalt von Arbeitsplätzen her, obwohl kein direkter bzw. sachnotwendiger Zusammenhang existiert. Auch unabhängig von der Höhe der Energiepreise kann es Gründe für den Abbau von Arbeitsplätzen geben. Ob und inwieweit solche Gründe vorliegen, soll bei der möglichen Rückforderung der gewährten Entlastungen zwar berücksichtigt werden: »Die wirtschaftliche Situation des Letztverbrauchers und seines Wirtschaftszweiges ist bei der Entscheidung zu beachten« (§ 37 Absatz 4 Nr. 3 Strompreisbremsegesetz). Aber es ist damit zu rechnen, dass die zuständige Behörde und die betroffenen Unternehmen diesbezüglich zu unterschiedlichen Einschätzungen gelangen, sodass auch hier ein erhebliches Potential für Rechtsstreitigkeiten besteht. Bedenklich ist auch, dass sich Unternehmen zwar durch Investitionen von der Arbeitsplatzerhaltungspflicht (zumindest zum Teil) »freikaufen« können (§ 37 Absatz 4 Nr. 3), dass dies aber nur für ganz bestimmte Investitionen gilt. Dies stellt eine Art indirekter Investitionslenkung dar und ist aus ordnungspolitischer Sicht klar abzulehnen.

Sowohl direkte als auch – wie hier – indirekte Eingriffe in die Marktpreisbildung ziehen in aller Regel eine Reihe von Folgemaßnahmen nach sich. Dies ist auch bei der Strompreisbremse der Fall. § 39 Absatz 1 Strompreisbremsegesetz verbietet »Elektrizitätsversorgungsunternehmen (...) eine Gestaltung ihrer Preissetzung oder eine sonstige Verhaltensweise«, die einen Missbrauch der Bestimmungen dieses Gesetzes darstellt. Insbesondere ist ihnen ausdrücklich eine missbräuchliche Preiserhöhung verboten. Als solche wird jegliche Erhöhung der Arbeitspreise im Jahr 2023 angesehen – es sei denn, die Stromanbieter können nachweisen, dass ihre Preiserhöhungen »sachlich gerechtfertigt« sind. Diese Missbrauchs- und Preisaufsicht öffnet Rechtsstreitigkeiten Tür und Tor, vor allem, da es stets umstritten sein wird, ob es eine »sachliche Rechtfertigung« für Preiserhöhungen gibt. Es ist nicht auszuschließen, dass es durch diese rigiden Vorgaben zu negativen Auswirkungen auf die Höhe des Angebots kommt. Außerdem fällt auf, dass die Preisaufsicht asymmetrisch gestaltet ist: Ungerechtfertigte Preiserhöhungen sind *verboten*, aber gerechtfertigte Preissenkungen sind *nicht geboten* – obwohl unterlassene Preissenkungen genau wie durchgeführte Preiserhöhungen einen Missbrauch darstellen können.

7. Fazit

Mit der Strompreisbremse und den sie begleitenden Regelungen hat man ein Instrument zur Entlastung der Stromverbraucher gewählt, das sehr teuer, sehr kompliziert und verfassungsrechtlich zumindest in Teilen sehr fragwürdig ist. Angesichts der hohen Komplexität erscheint zudem der geschätzte Erfüllungsaufwand untertrieben (Deutscher Bundestag 2022a, 5-6, 85-86).

Wenn man die Letztverbraucher entlasten und die Strompreise senken will, wäre es sowohl effizienter als auch effektiver, dies durch eine direkte Subventionierung der Gasverstromung zu tun (vgl. z.B. Höffner und Schubert 2022). Der Staat würde in diesem Fall Gas zum Marktpreis ankaufen und es zu einem niedrigeren Preis an die Betreiber von Gaskraftwerken

weiterverkaufen. Dadurch würden deren Kosten und in der Folge auch der Strompreis sinken, da die Gaskraftwerke als Grenzanbieter den Strompreis durch die Höhe ihrer Kosten de facto bestimmen. Mit Sinken der Strompreise würden nicht nur die Stromverbraucher entlastet werden – ohne dass es Kontingente, Entlastungszahlungen, Preisaufsicht und all der anderen aufwendigen und teuren Maßnahmen bedürfte. Gleichzeitig würde es auch keine Überschusserlöse mehr geben, sodass eine Abschöpfung derselben nicht mehr in Frage käme. Diese Lösung dürfte auch deutlich kostengünstiger als die Preisbremse sein, da nicht mehr der Großteil des gesamten Stromverbrauchs, sondern nur die Stromerzeugung durch Gaskraftwerke subventioniert werden müsste. Außerdem könnte der Staat flexibler agieren und je nach der Situation auf dem Strommarkt die Subventionierung erhöhen oder absenken; er wäre jedenfalls nicht an bestimmte Kontingente und bestimmte Preisobergrenzen gebunden. Da es keine direkten oder indirekten Zahlungen an Letztverbraucher geben würde, dürften auch keine oder zumindest nur geringe Gewöhnungs- und Besitzstandseffekte auftreten. Allerdings würde es auch bei dieser Art der Entlastung zu einer Reduktion der Anreize zum Stromsparen kommen, die sogar noch höher als im Fall der Strompreisbremse ausfallen könnte, weil die Strompreissenkung für den gesamten Stromverbrauch und nicht nur für einen Teil desselben gelten würde.

Da der Unterschied sich aber in Grenzen halten dürfte, erscheint die Inkaufnahme dieses Nachteils angesichts der vielen anderen Vorteile gerechtfertigt. Die Subventionierung der Gasverstromung ist deshalb der Strompreisbremse in Verbindung mit der Überschusserlösabschöpfung eindeutig überlegen – nicht zuletzt aufgrund ihrer größeren Marktsystemkonformität. Es versteht sich von selbst, dass auch diese Art der Entlastung kein Ersatz für eine dauerhafte Ausweitung des Energieangebots und für eine Kehrtwende in der Energiepolitik, wie sie in Teil 1 gefordert wurde, darstellt.

In jedem Fall muss der Bundesregierung widersprochen werden, wenn sie in der Begründung zum vorliegenden Gesetzentwurf die Frage nach Alternativen zur Preisbremse apodiktisch mit »Keine.« beantwortet (Deutscher Bundestag 2022a, 4, 82). Es gibt sehr wohl eine ausgezeichnete Alternative zur Preisbremse. Keine Politik ist »alternativlos« – nicht nur in diesem Fall.

Literatur

- Brors, Peter und Siegfried Hofmann. 2022. BASF-Chef Martin Brudermüller fürchtet um Europas Wettbewerbsfähigkeit. *Handelsblatt online*. 22. November. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/interview-bASF-Chef-Martin-Brudermueller-fuerchtet-um-europas-wettbewerbsfaehigkeit/28811806.html>.
- Bundesrechnungshof. 2021. *Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität*. Bonn.
- Deutsche Bundesbank. 2022. *Monatsbericht Juni*. Frankfurt.
- Deutscher Bundestag. 2022a. *Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen*. Ausschussdrucksache 20(25)135. 25. November. Berlin.
- Deutscher Bundestag. 2022b. *Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme und zur Änderung weiterer Vorschriften*. Ausschussdrucksache 20(25)136. 25. November. Berlin.
- Heymann, Eric. 2022. *Energiekrise trifft Industrie bis ins Mark*. Deutsche Bank Research. Deutschland-Monitor. 5. Oktober. https://www.dbresearch.de/PROD/RPS_DE-PROD/PROD000000000524980/Energiekrise_trifft_Industrie_bis_ins_Mark.PDF?undefined&realload=fFdhlcNmE4wqMSDwpbNyuYc8I3pzILe4idqG5t9ByrHbGTocHpZ3ctYMPfAJuWN6.
- Höffner, Eckhard und Hermann Schubert. 2022. Die Subventionierung des Gaspreises als Alternative zur Abschöpfung von »Übergewinnen«. *Wirtschaftsdienst* 102(11), 858-864.
- Pittel, Karen et al. 2022. Gaskrise 2022: Wo stehen wir und was können wir tun? *ifo Schnell-dienst* 75(9), 1-14.
- Statistisches Bundesamt. 2022. *Konjunkturindikatoren. Außenhandel*. 11. November. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Konjunkturindikatoren/Aussenhandel/ahl3_10a.html.
- Vahrenholt, Fritz. 2022. Die Deindustrialisierung hat begonnen. *Kalte Sonne*. 8. September. <https://kaltesonne.de/fritz-vahrenholt-die-deindustrialisierung-hat-begonnen/#more-70742>.
- Zöttl, Ines. 2022. Die Wiederentdeckung Amerikas. *Capital* Nr. 12, 34-42.



Stellungnahme

Dr. Constantin Terton

Zentralverband des Deutschen Handwerks (ZDH)

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung ei- ner Strompreisbremse (StromPBG) und zur Änderung weiterer Vorschriften

Öffentliche Anhörung

BT-Ausschuss für Klimaschutz und Energie am 06.12.2022

Ausschussdrucksache 20(25)235

Berlin, 05.12.2022

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 vertritt als Spitzenverband der deutschen Wirtschaft die Interessen von 1 Million Handwerksbetrieben mit mehr als 5,57 Millionen Beschäftigten und 360.000 Auszubildenden.

Die Ergebnisse der Ende November 2022 durchgeführten Umfrage unter den Handwerksbetrieben hat gezeigt, dass bereits heute drei von fünf Betrieben Umsatzausfälle zu verkraften haben, die auf die Folgen des Ukraine-Krieges zurückzuführen sind. Für das 1. Quartal 2023 erwarten 62 Prozent der Betriebe rückläufige Umsätze. Die schlechten wirtschaftlichen Aussichten schlagen sich auch in den Beschäftigungsplänen nieder; 23 Prozent gehen von einem Rückgang der Mitarbeiterzahlen aus.

Mit 77 Prozent der antwortenden Handwerksbetriebe berichten spürbar mehr als im August 2022 (plus 6 Prozentpunkte) von Preiserhöhungen im Rahmen bestehender Lieferverträge für Strom und Erdgas, wobei diese bei Strom im Mittel bei 79 Prozent lagen. Da ein Großteil der Betriebe die Kostensteigerungen nur zum Teil (70 Prozent) bzw. gar nicht (26 Prozent) an die Kunden weiterreichen können, ist die Wirksamkeit der Strompreisbremse für Handwerksbetriebe von hoher Bedeutung.

Neben den Änderungsnotwendigkeiten am vorliegenden Gesetzentwurf, zu denen wir nachfolgend Stellung nehmen, ist an dieser Stelle insbesondere auf die Situation der Handwerksbetriebe hinzuweisen, deren Energieversorgungs- und damit auch Kalkulationssicherheit insgesamt infrage gestellt ist. Denn 24 Prozent der Betriebe, die von Vertragskündigungen betroffen sind, haben bislang noch kein neues Vertragsangebot für die Belieferung mit Gas oder Strom erhalten – hier droht ein Stillstand der gesamten Produktion, wenn die Lieferverträge enden. Unabhängig vom StromPBG ist die Thematik der Ersatzversorgungsverträge seitens der Politik dringend anzugehen.

Wesentliche Änderungserfordernisse

Änderung des Vergleichszeitraumes bei Berechnung des Entlastungskontingents (§ 6)

Die Bundesregierung will die Unternehmen motivieren, Strom einzusparen und legt deshalb im Gesetz einen Maximalverbrauch (sog. Entlastungskontingent) fest, für den die Preisbremse greift. Bei Betrieben mit einem Jahresverbrauch von bis zu 30.000 kWh liegt der mit einem Preisdeckel versehene Maximalverbrauch bzw. das sog. Entlastungskontingent bei 80 Prozent. Betrieben mit einem Jahres-Stromverbrauch von mehr als 30.000 kWh/Entnahmestelle wird ein Entlastungskontingent von 70 Prozent zugestanden. Jede, über das Entlastungskontingent hinausgehende Kilowattstunde muss von den Betrieben zum Marktpreis eingekauft werden.

Das grundsätzliche Ziel, Betriebe zur Stromeinsparung zu drängen, wird nicht in Abrede gestellt, wenngleich nicht jedes Unternehmen nach Belieben und schon gar nicht in beliebiger Höhe Strom einsparen kann. Hier sind i.d.R. längerfristige Umstellungsplanungen erforderlich, die zudem investiver Mittel bedürfen. Sofern also nicht einfach die Produktion gesenkt werden kann - um zwar Strom auf der einen Seite zu sparen, die Versorgung der Bevölkerung aber nicht zu gefährden (Beispiel Textilreiniger bzw.

Lebensmittelhandwerk) - bedarf es der Wahl des richtigen Vergleichszeitraumes, um das Entlastungskontingent bzw. den gedeckelten Maximalverbrauch festzulegen.

Das ist im Gesetzentwurf jedoch nicht der Fall, denn als Bezugsjahr für die Festlegung des Entlastungskontingentes wurde das Jahr 2021 gewählt. Damit würden jedoch ausgerechnet die Betriebe benachteiligt, die im Jahr 2021 Pandemie-bedingt in den Lockdown geschickt wurden. Betriebe also, die im Jahr 2021 einen deutlichen Umsatzverlust zu verzeichnen hatten, der durch die Corona-Zuschüsse maximal zu einem Teil aufgefangen werden konnte. Insbesondere benachteiligt wären damit Betriebe der Hotellerie, Gastronomie und Cafés, Caterer sowie der in der Wertschöpfungskette nachgelagerten Handwerksbetriebe.

Eine aktuelle Umfrage des Verbandes der Textilreiniger unter den Mitgliedsbetrieben ergab, dass 75,8 Prozent einen coronabedingten Rückgang des Stromverbrauchs im Jahr 2021 (im Vergleich zu 2019) hatten, wobei der durchschnittliche Rückgang 29,4 Prozent betrug (in der Spalte bis zu 65 Prozent, je nach Spezialisierung der Wäscherei).

Für die beschriebenen Betriebe bedarf es eines pandemiebedingten Aufschlags auf den Verbrauch im Jahr 2021, sofern dieses Jahr als Bezugsjahr für die Ermittlung des Entlastungskontingentes bleibt. Diese Änderung ist auch vom Beihilferecht abgedeckt und könnte auf zweierlei Wegen erfolgen. Entweder mit einem pauschalen Corona-Aufschlag auf den Verbrauch im Jahr 2021 oder aber mittels betriebsindividuellem Corona-Aufschlag. Hierbei ermittelt jedes Unternehmen anhand der jeweiligen Jahresabrechnungen, ob es im Vergleich 2019 / 2021 einen Rückgang beim Stromverbrauch gab und wie hoch dieser prozentual ausfiel. Dieser prozentuale Rückgang beim Stromverbrauch wird dann auf den Verbrauch im Jahr 2021 aufgeschlagen und fließt in das Entlastungskontingent mit ein.

Zusammenfassung mehrerer Entnahmestellen eines Betriebes

Auch bei der Gaspreisbremse fordern wir, dass einzelne Entnahmestellen eines Betriebes zusammengefasst werden können. Doch während es bei der Gaspreisbremse um den Liquiditätsvorteil geht, den Unternehmen mit mehr als 1,5 Mio. kWh Gasverbrauch durch die bereits ab Januar 2023 wirkende Bremse für diese Großverbrauchsgruppe haben, ist die Lage bei der Strompreisbremse eine andere.

Denn anders als bei der Gaspreisbremse, wo die Preisdeckel mit 7 ct netto bzw. 12 ct brutto in etwa identisch sind, gibt es bei der Strompreisbremse eine Benachteiligung des Haushaltsstromdeckels, der ca. bei 8 ct/kWh liegt. Betrachtet man also beispielhaft einen Betrieb (s. Darstellung in der nachfolgenden Tabelle), der zwei Entnahmestellen hat mit z. B. jeweils 29.000 kWh Stromverbrauch, so zahlt dieser für den auf 80 Prozent gedeckelten Verbrauch beider Entnahmestellen insgesamt 15.590,40 Euro. Könnten beide Entnahmestellen zusammengefasst werden und der gleiche Betrieb fällt dann in den Gewerbestromtarif, so würde er dann für 70 Prozent des Verbrauches 10.556 Euro zahlen. Selbst wenn man nun für den Verbrauch von weiteren 10 Prozent annimmt, dass er einen Marktstrompreis von z. B. 50 ct/kWh zahlen muss, dann liegt die Gesamtbelastung für 80 Prozent des Verbrauches bei 13.456 Euro und damit um 2.134,40 Euro niedriger als bei der separaten Betrachtung der beiden Entnahmestellen.

Monatlich hätte dieser Betrieb also Mehrkosten von 178 Euro zu verkraften. Das hört sich nicht viel an, ist aber für Handwerksbetriebe mit den ohnehin geringen Margen und aktuellen Problemen, die erhöhten Energiekosten auf die Kunden umzulegen, entscheidend.

Anwendung Preisbremse 40 ct/kWh*	Verbrauch in kWh	Preisdeckelung in %	gedeckelter Verbrauch in kWh	Stromkosten in Euro
Entnahmestelle 1	29.000	80	23.200	7.795,20
Entnahmestelle 2	29.000	80	23.200	7.795,20
Gesamtkosten für 80 % des Verbrauchs				15.590,40
 Anwendung Preisbremse 13 ct/kWh**				
Entnahmestelle 1+2	58.000	70	40.600	10.556,00
zzgl. 10 % Verbrauch zum Marktwert (50ct/kWh)			5.800	2.900,00
Gesamtkosten für 80 % des Verbrauchs				13.456,00
Quelle: BMWK				
* 40 ct/kWh brutto (inkl. Umlagen, Netzentgelte) aber abzgl. MwSt = ca. 33,6 ct/kWh				
**13 ct/kWh netto zzgl. Umlagen, Netzentgelte, aber ohne MwSt = 26 ct/kWh				

Hinzu kommt, dass die Handwerksbetriebe mitunter nicht nur untereinander in Konkurrenz stehen, sondern zusätzlich auch noch in Konkurrenz zur Industrie. So zeigen etwa aktuelle Zahlen für das Bäckerhandwerk, dass ca. ein Drittel der Betriebe nicht den Gewerbestromtarif nutzen könnten. Aus diesem Grund sollten die Verbräuche einzelner Entnahmestellen zusammengefasst werden können.

Trotz des Hinweises der Energieversorger, dass eine aggregierte Erfassung einzelner Entnahmestellen für einen Betrieb nicht möglich sei, erscheint dieses nicht plausibel und nachvollziehbar. Eine Zusammenfassung aller Entnahmestellen bei einem Stromversorger sollte möglich sein, wenn der jeweilige Betrieb formlos die den jeweiligen Entnahmestellen zugeordneten Kundennummern mit der Bitte übermittelt, diese aggregiert zu betrachten.

Schließlich ist es mittlerweile völlig unproblematisch möglich, Zählerstände elektronisch einzugeben - sogar beim örtlichen Netzbetreiber - , der diese vollautomatisch an die jeweiligen Lieferanten weiterleitet. Außerdem ist bei der Gaspreisbremse vorgesehen, dass Betriebe die Entlastungsbeträge einzelner Entnahmestellen nach Bedarf auf die übrigen Entnahmestellen verteilen können und hierzu lediglich dem Versorger eine Mitteilung schicken. Wenn diese Zurechnung bei den Gaslieferanten möglich ist, sollte eine entsprechende, aggregierte Erfassung einzelner Entnahmestellen für einen Betrieb auch bei den Stromlieferanten möglich sein.

Weitere Änderungsbedarfe einzelner Regelungen

§ 2 Begriffsbestimmung:

Nummer 7: energieintensiver Letztverbraucher

Damit Letztverbraucher bzw. Kunden als energieintensiv gelten sollen sich die Energiebeschaffungskosten entweder auf 3 Prozent bezogen auf 2021 (siehe a) oder aber auf mindestens 6 Prozent des Produktionswertes oder des Umsatzes bezogen auf das erste

Halbjahr 2022 belaufen (siehe b). Während a) den Vorgaben des Beihilferechtes entspricht, enthält b) eine Verschärfung, die weder nachvollziehbar noch sachgerecht ist. Da es sich hierbei um Festlegungen handelt, die bis Ende April 2024 bzw. zumindest bis Ende Dezember 2023 gelten sollen, wären erhöhte Energiebeschaffungskosten (6 Prozent) zum Zeitpunkt der Antragstellung oder zumindest unter Berücksichtigung des gesamten abgeschlossenen Geschäftsjahres vorauszusetzen.

Nummer 27: Produzent landwirtschaftlicher Primärerzeugnisse

Wir begrüßen den Bezug auf die **landwirtschaftlichen** Primärerzeugnisse und dem damit erkennbaren Ansatz, der Landwirtschaft nachgelagerte Produktionsstufen, wie das Lebensmittelhandwerk, ohne die in § 9 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 genannte Kürzung der Höchstgrenzen in den Anwendungsbereich des StromPBG einzubeziehen.

§ 5: Differenzbetrag

Gemäß Absatz 1 ist für die Bestimmung des gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises auf den mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreis des Vormonats abzustellen, wenn der gewichtete durchschnittliche Arbeitspreis am ersten Tag eines Kalendermonats für den gesamten Kalendermonat nicht ermittelt werden kann. Dies ist insbesondere für Betriebe von Bedeutung, denen seitens ihrer Versorger lediglich Verträge ohne Preisbindung und damit zum tagesaktuellen Preis angeboten wurde. Die tagesaktuellen Preise unterliegen starken Schwankungen, sodass es hier nicht zielführend ist, den Bezug zum Vormonat herzustellen. Vielmehr müssen die Versorger in dem Fall auch verpflichtet werden, den Differenzbetrag auf Basis der tagesaktuellen Preise zu berechnen. Im Handwerk handelt es sich hierbei leider nicht um bedauerliche Einzelfälle. Denn in der eingangs zitierten Handwerksumfrage gaben zusätzlich zu den 24 Prozent, die gar keine Verträge mehr von ihren Versorgern erhalten, weitere 28 Prozent der antwortenden Betriebe an, eben nur noch Verträge zu tagesaktuellen Preisen erhalten zu haben.

§ 30: Selbsterklärung von Letztverbrauchern, die Unternehmen sind

Grundsätzlich ist der politische Wille erkennbar, die Inhalte der Selbsterklärungen je nach Höhe der erhaltenen Entlastungsbeträge abzustufen. Allerdings muss in Absatz 5 ein redaktioneller Fehler vorliegen. Denn hierin heißt es: " Letztverbraucher, die Unternehmen sind und deren Entlastungsbeträge an sämtlichen Netzentnahmestellen einen Betrag von 100 000 Euro im Kalenderjahr 2023 übersteigen", müssen dem Übertragungsnetzbetreiber u.a. die „Gebietseinheit der NUTS-Ebene 2“, in der er seinen Sitz hat sowie den Hauptwirtschaftszweig auf Ebene der „NACE-Gruppe nach der Verordnung (EG) Nr. 1893/2006“ übermitteln. Diese Angaben überfordern kleine Betriebe und sind von diesen kaum beizubringen.

Da in Absatz 1 dagegen auf Unternehmen abgestellt wird, die einen Entlastungsbetrag von mehr als 150.000 Euro **pro Monat** erhalten, ist davon auszugehen, dass in Absatz 5 entweder die Angabe „pro Monat“ vergessen wurde oder aber bei der Betragsangabe

ein Fehler vorliegt und der Entlastungsbetrag deutlich höher (über 2 Millionen Euro) liegen müsste.

§ 37 Arbeitsplatzerhaltungspflicht

Wir begrüßen, dass die Regelungen zur Arbeitszeiterhaltungspflicht erst dann greifen, wenn das Unternehmen insgesamt Entlastungen von mehr als 2 Mio. Euro erhält. Handwerksbetriebe dürften damit von diesem Paragrafen i.d.R. zwar nicht betroffen sei, dennoch könnte es im Handwerk durchaus Konstellationen geben, die Betrieben die Erfüllung dieser Regelung unmöglich machen würde. Dies ist z.B. der Fall, wenn Beschäftigte aus dem Unternehmen altersbedingt ausscheiden, ohne dass aufgrund der angespannten Arbeitskräftesituation diese Stellen innerhalb des vorgegebenen Zeitraums wiederbesetzt werden können. Zudem ist die wirtschaftliche Lage unabhängig von den exorbitant gestiegenen Strom- und Gaspreisen aktuell kaum kalkulierbar. Auch wegen eines starken Nachfragerückgangs kann es bei betroffenen Betrieben geboten sein, Arbeitsplätze in einem höheren Umfang als 10 Prozent abzubauen, um überhaupt zu überleben.

§ 49 Auszahlung und Höhe Entlastungsbetrag Januar und Februar 2023

Kritisch ist zu beurteilen, dass die Entlastungsbeträge für die Monate Januar und Februar 2023 erst mit dem Monat März 2023 gewährt werden. Hierdurch müssen die Betriebe weiterhin in eine Vorfinanzierung ihrer hohen Stromkosten gehen, was zu Problemen bei ihrer Liquidität führen kann. Zwar werden auch zeitnähere Optionen der Verrechnung vorgesehen, da das Elektrizitätsversorgungsunternehmen aber frei wählen kann, welche der Optionen es nutzen möchte, verbleibt das Liquiditätsrisiko beim Betrieb. Hier braucht es unbedingt Härtefallhilfen für betroffene, energieintensive Betriebe, um diese Zeitspanne bis zum tatsächlichen Starten der Strompreisbremse zu überbrücken.

./.