

Berlin, 23. November 2022

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

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

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

Zum Referentenentwurf einer Formulierungshilfe vom
22. 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	Kernforderungen Preisbremse für Strom	7
2.1	Überschusserlöse (Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ in der Stromerzeugung)	7
2.2	Abwicklung der Abschöpfung	11
2.3	Strompreisbremse (Entlastungsseite)	13
3	Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNE) für bestehende dezentrale Stromerzeugungsanlagen	16
4	Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (Kapitel 6)	16
5	Weitere Änderungen im EnWG (Artikel 2)	17

1 Vorbemerkung

Die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine spürbaren Folgen auf den Energiemärkten 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 22.11.2022) hinaus, soll die Energiewirtschaft bei der Strompreisbremse zusätzlich auch die geplante Finanzierungsseite durch die Erlösabschöpfung und damit die gesamte Abwicklung Aufgaben übernehmen. Damit sind praktisch alle Marktteilnehmer der Energiewirtschaft, von den Anlagenbetreibern über Netzbetreiber und 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. Umso unverständlicher ist es, dass gerade bei diesem Vorhaben der Branche mit weniger als 24 Stunden nur absolut unzureichend Zeit und Raum zur Kommentierung eingeräumt wurde. Dies gilt vor allem für die Abwicklung der Erstattung der durch die Lieferanten geleisteten Entlastungsbeträge.

Umsetzung und Wirkung aller Regelungen müssen systematisch durchdacht und abgeschätzt werden. Viele Regelungen sind in der vorliegenden Fassung noch nicht ausgereift. Sie führen bei der Umsetzung zu einem hohen Bedarf an Systemanpassungen, vor allem im Massengeschäft.

Nur ein handwerklich und gesetzgeberisch geordnetes Verfahren, das mit den Umsetzungsrealitäten in den Unternehmen abgeglichen wurde, gewährleistet eine korrekte und effiziente Umsetzung sowohl für die Übererlösabschöpfung als auch für die Entlastung.

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 Übererlösabschöpfung 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, Netzbau, Netzanschlüssen und Digitalisierung) unnötig im Weg. Umso dringlicher erscheinen nun weitere Verbesserungen im Gesetzgebungsverfahren.

Die in dem Entwurf enthaltene Komplexität führt dazu, dass eine Umsetzung nicht fristgerecht möglich ist. Dies gilt insbesondere für die Umsetzung der Entlastung gegenüber den Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher durch die Stromlieferanten. Wesentliche Prämissen für eine handhabbare Abwicklung wurden nicht berücksichtigt.

Entlastung für die Bürgerinnen und Bürger sind nur zu gewährleisten, wenn z. B. Prüfpflichten und Rückforderungen durch staatliche Institutionen übernommen werden und ein schlankes Verfahren im Kontakt mit den Kunden der Energieversorger realisiert wird.

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

- › **Genug Umsetzungszeit vorsehen:** Der BDEW hat immer wieder angemahnt, ausreichend Zeit für die Umsetzung der komplexen Regelungen vorzusehen. Diese wesentliche Voraussetzung fehlt nach wie vor. 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.
- › **Komplexität reduzieren:** Eine fristgerechte Umsetzung ist nur möglich, wenn eine starke Vereinfachung der vorgeschlagenen Verfahren erfolgt. Dies gilt insbesondere für die Umsetzung der Entlastung gegenüber den Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher durch die Stromlieferanten und der Erstattung zu leistender Erstattungsbeiträge. Wesentliche Prämissen für eine handhabbare Abwicklung wurden nicht berücksichtigt.
- › **Klares Enddatum benennen:** Die gesetzliche Festlegung eines Enddatums ist essenziell – sowohl für die Abschöpfung der Überschusserlöse als auch für die Auswirkungen auf dem Endkundenmarkt. Der Markteingriff 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 Energiemärkte 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 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. Das in Deutschland erfolgreiche System des Wettbewerbs und die Strukturen der grundversorgten Kunden und der Sondervertragskunden werden bei einer längeren Laufzeit der Strompreisbremse nachhaltig geschädigt.
- › **Investitionsfähigkeit erhalten:** Die Energiewirtschaft bekennt sich zu ihrer Verantwortung und ist bereit, angesichts stark gestiegener „Zufallsgewinne“ ihren Beitrag zu

leisten. Wer mit zu hohen Abschöpfungsgrenzen jedoch die Investitionsfähigkeit der Unternehmen und die Attraktivität des Standorts Deutschland nachhaltig gefährdet, erweist der Energiewende, der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit von Energie in Deutschland einen Bärendienst. Nur eine klar befristete Maßnahme sichert das Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland und schafft die zwingend nötige Planungs- und Investitionssicherheit. Nur durch einen Ansatz mit Maß und Mitte bleibt die Voraussetzung erhalten, dass Deutschland sich aus der aktuellen Krise herausinvestiert!

- › **Gleichlautende Umsetzung von Strom und Gas vorsehen, 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 gezahlten oder zu zahlenden Entlastungsbeträge.
- › **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 muss der Staat übernehmen. Dies betrifft bei den Netzbetreibern 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 auf Seite der Letztverbraucher und Kunden trägt und die Rückabwicklung bzw. Ahndung von zu Unrecht gezahlten Entlastungen im Verhältnis Kunde/Staat abgewickelt wird. Missbräuchliches Verhalten der Kunden darf sich nicht auf die Lieferanten auswirken.
- › **Risiken in der Abwicklung begrenzen:** Insbesondere dürfen die für die Abwicklung in Dienst genommenen Unternehmen 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 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 Übererlösabschöpfung 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. Hinsichtlich möglicher Preiserhöhungen muss jedoch sichergestellt werden, dass angemessene und nach den allgemeinen Regeln zulässige Anpassungen weiter möglich sind. Die Unternehmen des BDEW haben selbst das höchste Interesse daran, dass keine Umgehung der gesetzlichen Intention erfolgt.

Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass der Lieferant keine Verantwortung für die Überprüfung der Voraussetzungen auf Seite der Letztverbraucher und Kunden trägt und die Rückabwicklung bzw. Ahndung von zu Unrecht gezahlten Entlastungen im Verhältnis Kunde/Staat abgewickelt wird. Missbräuchliches Verhalten der Kunden darf sich nicht auf die Lieferanten auswirken.

- › **Beihilferecht vorab klären:** Die Unternehmen können die geplanten Entlastungen von Letztverbrauchern nur vornehmen, wenn die beihilferechtliche Genehmigung rechtzeitig vorliegt. Die Berücksichtigung der beihilferechtlichen Kriterien insgesamt ist in höchstem Maße komplex und nicht automatisiert umsetzbar. Das umfasst insbesondere die exakte Definition der Anspruchsberechtigten, des Bezugszeitraums sowie der zu rabattierenden Bestandteile des Preises. Hier ist zwingend eine Vereinfachung erforderlich. Alternativ sollte ein direkter Antrags- und Erstattungsweg zwischen Verbraucher und Staat ermöglicht werden.
- › **Energieversorgungsunternehmen nicht benachteiligen:** Der Gesetzentwurf sieht vor, dass Unternehmen, deren Schwerpunkt ihrer Geschäftstätigkeit in der Erzeugung, Umwandlung oder Verteilung von Energie liegt, die Entlastung nicht greift. Das stellt eine erhebliche Benachteiligung von Energieversorgungsunternehmen und Mehrspartenunternehmen wie z. B. Stadtwerken dar, die keine Entlastungen für ihre Tätigkeiten in den Bereichen ÖPNV, Bäderbetrieb, Wasserversorgung, etc. in Anspruch nehmen können.

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

Die Streichung der **vermiedenen Netzentgelte (vNE)** für Bestandsanlagen **muss in jedem Fall** aus dem Gesetzentwurf **gestrichen werden**. Für zahlreiche dezentrale Erzeugungsanlagen (inkl. Wasserkraft) sind sie wichtiger Bestandteil der Einnahmeseite, der bei den Investitionsentscheidungen mit einkalkuliert worden ist. Eine rückwirkende Streichung der vNE für

Bestandsanlagen, die ohne jegliche Vorankündigung in einem Artikelgesetz „versteckt“ ist, würde einen massiven politischen Vertrauensbruch darstellen und ist daher völlig inakzeptabel.

Auch die im Referentenentwurf 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 Ausweitung „Nutzen statt Abregeln“), führt diese Regelung zu einer Verschlechterung des Regulierungsrahmens (Risikoerhöhung) für die Windenergie.

Der BDEW begrüßt indes die 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. Dies sind essentiell wichtige Änderungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien.

2 Kernforderungen Preisbremse für Strom

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. Juni 2023** klar im Gesetz genannt sein. 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 Strommengen 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 Anfangsdatum für die Abschöpfung von Überschusserlösen sachgerecht fassen

Der Beginn der Abschöpfung sollte erst ab 01.12.2022 erfolgen. Die konkreten Regelungen sind erst am 22.11.2022 vom BMWK bekannt gegeben worden. Insofern kann nicht davon ausgegangen werden, dass zusätzliche Erlöse, die über die ursprünglichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Erwartungen hinausgingen, nicht bereits in neue Projekte – z. B. zur Erhöhung des Stromanteils aus Erneuerbaren Energien – (re)investiert worden sind. Insofern erscheint der erste Tag des Monats, der auf die Veröffentlichung des BMWK-Referentenentwurfs folgt (01.12.2022) praxis- und sachgerecht. Darüber hinaus entspricht der 01.12.2022 dem Start-Datum in der Verordnung EU 2022/1854.

2.1.3 Gestiegene Biomassepreise berücksichtigen, gesicherte Leistung aus EE erhalten

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 (Reibstoffzuschläge etc.). 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) sowie Altholz in § 16 gesondert adressiert und der Sicherheitszuschlag auf mindestens 6 Cent/kWh festgelegt werden. Darüber hinaus wurden beispielsweise im September/Oktober bei den hohen Spotpreise 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.

Die für Biogasanlagen erfolgte Anhebung des Sicherheitszuschlags von 3 auf 6 Cent/kWh geht in die richtige Richtung. Es sollten der Sicherheitszuschlag jedoch auf 9 Cent/kWh angehoben werden, um mögliche Abschaltungen dieser oft bereits flexiblen Erzeugungsanlagen zu vermeiden.

2.1.4 Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken

Bei **brennstoffgeführten Anlagen** gibt es naturgemäß hohe Absicherungsquoten über Hedging-Geschäfte. Wenn Verluste aus technisch bedingten Rückkäufen (bspw. Heizwertschwankungen oder Anlagenausfälle aufgrund eines Schadens) nicht berücksichtigt werden, weil die Erlöse pro Stunde aufsummiert werden und maximal Hedging-Geschäfte erlösmindert wirken und zu den sog. „Verlustvorträgen“ führen können, führt das zu einer ungerechtfertigt hohen Abschöpfung bei brennstoffgeführten Anlagen. Technisch bedingte Rückkäufe von Hedging-Geschäften und Spot-Rückkäufen sollten erlösmindert geltend gemacht werden können.

2.1.5 Termingeschäfte weiterhin ermöglichen

Im Zusammenhang mit Termingeschäften, die für einen liquiden Strommarkt unerlässlich sind, braucht es zahlreiche Nachbesserungen im Detail. Der BDEW hat diese in der Tabelle mit konkreten Änderungsvorschlägen aufgegriffen.

2.1.6 Berücksichtigung von zukünftigen Absicherungsgeschäften und deren Einfluss auf die Marktliquidität

Der vorgeschlagene Ansatz zur Berücksichtigung von Absicherungsgeschäften ab dem Stichtag 01.11.2022 führt dazu, dass zukünftige Absicherungsgeschäfte mit Risiken verbunden sind.

Diese Risiken zukünftiger Termingeschäfte sollten im Konzeptpapier des BMWK durch eine 10%ige Sicherheitsmarge, mindestens aber 10 €/MWh, zugunsten des Stromerzeugers abgegolten werden. **Diese Regelung fehlt jedoch im Referentenentwurf** des StromPBG. In der Konsequenz drohen Erzeuger (Verkäufer) dem Terminmarkt fernzubleiben und die Liquidität am Großhandelsmarkt weiter auszutrocknen. Stromversorger werden ihren Absicherungsbedarf nur erschwert decken können, was wiederum einen Preisanstieg am Terminmarkt zur Folge hätte. Der oben bereits erwähnte Selbstverstärkungseffekt des Abschöpfungs-systems mit Erlösobergrenzen käme zum Tragen. Mit einem Mechanismus innerhalb des vorhandenen Steuerrechts hätten dieser und weitere negativen Effekte (Unsicherheit für künftige Investitionsentscheidungen) vermieden werden können.

2.1.7 Historische Absicherungsgeschäfte mit unternehmensinternen Vermarktern zulassen

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.

Da für historische Absicherungsgeschäfte, die vor dem 01.11.2022 geschlossen wurden, die Gewinnabschöpfungsregeln nicht bekannt waren, besteht auch keine Umgehungsgefahr. Aus diesem Grund sollten diese Vermarktungsverträge mit verbundenen Vermarktern zu den dort vor dem 01.11.2022 geschlossenen Konditionen anrechenbar bleiben und ihre Berücksichtigung in Anlage 4 Nr. 4.1 **nicht untersagt** werden.

Die Formulierung in Anlage 4 bezüglich dessen, welcher Wert der historischen Hedges anerkannt wird, ist irreführend und legt nahe, dass der Market to Market zum 31.10.2022 herangezogen wird. Dies hätte erhebliche Folgen für die offenen Risikopositionen nach dem 31.10.2022.

Die vor dem 31.10.22 abgeschlossenen Absicherungsgeschäfte sollten mit ihrem realisierten Wert in den Abschöpfungsbetrag eingehen. Würden sie mit dem Fair Value (Marktwert) eingehen, so wäre man ab sofort dem Preisrisiko aus diesen Absicherungsgeschäften ausgesetzt und müssten diese Absicherungsgeschäfte folglich im Markt rückabwickeln. Das Ergebnis aus Absicherungsgeschäften im Sinne der Anlage 4 Ziffer 1.1 ist das realisierte Ergebnis im Falle von Strom- und Brennstoffgeschäften sowie der Fair Value im Falle von CO₂-Zertifikaten.

2.1.8 Implizite Absicherungsgeschäfte einbeziehen

Ergänzung der Anlage 4: Der Gesetzesentwurf lässt offen, ob auch Brennstoff-Absicherungsgeschäfte vor dem 01.11.2022 angerechnet werden können. Strom- und CO₂-Absicherungsgeschäfte werden explizit erwähnt, Gas- und Kohle-Absicherungsgeschäfte zur Absicherung einer Stromposition aber nicht. Allerdings wird in Anlage 4 darauf verwiesen, dass „... alle

Absicherungsgeschäfte zu berücksichtigen [sind], die eindeutig und nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der Stromvermarktung oder der Kohlendioxid-Kosten eingegangen wurden.“

Es sind alle Absicherungsgeschäfte zu berücksichtigen – **auch Absicherungsgeschäfte mit Brennstoffen** –, die nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der **Deckungsbeiträge aus Stromerzeugung** eingegangen wurden.

2.1.9 Absicherungsgeschäfte technologiespezifisch zuordnen

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.

Grundsätzlich sollten daher die Absicherungsgeschäfte der jeweiligen Technologien zugeordnet werden und nicht einzelnen Anlagen.

2.1.10 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 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 eingeht.

2.1.11 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.

2.1.12 Sachfremde 1%-Grenze für Absicherungsgeschäfte streichen.

Die in Anlage 5 Ziffer 2.5 genannten Begrenzungen für Absicherungsgeschäfte sind nicht sachgerecht und sollten gestrichen werden. 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.

2.1.13 Ausnahme für Klärgas

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 abgepackelt 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 abgepackelt 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 wichtiger Lösungsbaustein

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 werde. Zudem sollte durch das Onlineportal eine „einfache“ Eigenveranlagung ermöglicht für Anlagenbetreiber ermöglicht werden. Aus Sicht des BDEW ist ein solches Onlineportal ein wesentliches Element der erfolgreichen praktischen Umsetzung, die aufgrund ihrer Komplexität andernfalls viele Akteure zu überfordern droht. Ein Hinweis auf ein derartiges Onlineportal sollte bereits in das Gesetz aufgenommen werden.

2.2.2 Keine Vorschüsse durch Netzbetreiber

Ein für den BDEW entscheidender Punkt ist die Absicherung der für die Abwicklung in Dienstgenommene Akteure gegen Forderungen Dritter vor Eingang entsprechende abgeschöpfter Finanzmittel. Anderenfalls 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 StromPBG bestehen. Daher sollten insbesondere sämtliche Paragraphen dahingehend angepasst werden, dass Auszahlungsansprüche 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).

Es muss klargestellt werden, dass alle Auszahlungsansprüche einschließlich Abschlägen gegen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber unter dem Vorbehalt der vollständigen Finanzierung bzw. Zwischenfinanzierung und dem Eingang entsprechender Finanzmittel auf den

Bankkonten der Netzbetreiber stehen. Gleichzeitig ist analog eine entsprechende Finanzierung der Lieferanten für Ansprüche der Kunden zu gewährleisten. Es muss klargestellt werden, dass die aus unserer Sicht unnötige Erfordernis des Vorlegens einer Endabrechnung keine aufschiebende Wirkung auf entsprechende Zahlungen hat und Kosten grundsätzlich nach ordnungsgemäß erfolgtem Nachweis beglichen werden.

2.2.3 Keine Prüfpflichten für Netzbetreiber

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 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 sollte folglich ersatzlos gestrichen werden.

2.2.4 Keine Erhebung/ Bereitstellung unnötiger Daten

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 StromPBG-E 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 StromPBG-E nur auf Verlangen unverzüglich zur Verfügung gestellt werden. Die in § 29 Abs. 2 StromPBG-E 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 Anspruchsinstanz Bundesnetzagentur

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 Weiter Ausgestaltung zwingend erforderlich

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 welchem 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 ihr Klärung für die operative Umsetzung zwingende Voraussetzung und wird zusätzlichen Abstimmungsaufwand in der Branche erfordern.

2.3 Strompreisbremse (Entlastungsseite)

2.3.1 Erstattungsanspruch und -verfahren

Essenziell muss eine Modellgleichheit zwischen Strom und Gas hergestellt werden. In der aktuellen Fassung ist die Strompreisbremse operativ nicht fristgerecht umsetzbar. Im Gesetzentwurf sind zahlreiche neue und teilweise gegensätzliche Vereinbarungen enthalten.

Es besteht ein hohes Liquiditätsrisiko für Lieferanten, da keine Fristen und keine Sicherheit bestehen, dass die Entlastung vor Auszahlung an den Kunden beim Energieversorger eingehen. Dies könnte insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen wie z. B. Stadtwerke zu ernsthaften Liquiditätsengpässen bis hin zu einer existenzgefährdenden Situation führen.

Die Umsetzung über die Übertragungsnetzbetreiber verursacht zudem auf allen Seiten einen erhöhten Aufwand und bei den Übertragungsnetzbetreibern die Notwendigkeit der Zwischenfinanzierung. Nicht geregelt ist bisher für den Anspruch auf Erstattung der Lieferanten, wann und unter welchen Voraussetzungen eine Auszahlung erfolgt und wie sie abgewickelt wird.

Sollte an dem beschriebenen Model der Einbindung der ÜNB festgehalten werden, fehlen hier genaue Fristen sowie benötigte Daten zur Lieferung an ÜNB zur Bestimmung der Abschläge. Zudem sollten Abschlagszahlungen zwingend vorläufig ausgezahlt werden, also bevor erste Entlastungszahlungen von Seiten der EVUs an Letztverbraucher notwendig werden – ein Liquiditätsrisiko darf nicht entstehen. Bei der einmaligen Bestimmung der Abschlagszahlungen entstehen zusätzliche Liquiditätsrisiken, da die Kundenzahl schwankt und nicht vorhergesagt werden kann. Daher muss ein kontinuierlicher Änderungsmechanismus für die Abschlagszahlungen gegeben sein

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 Zahlungsdienstleistungsaufsichtsgesetz (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 steuerlichen Auswirkungen zu verhindern. Beides wäre zu prüfen, bevor eine solche Regelung Gesetz wird.

In jedem Fall bleibt festzuhalten, dass die Zwischenfinanzierung bei den ÜNB zu klären wäre. Ohne eine entsprechende Absicherung kann keine Erstattungen an die Lieferanten und folgend auch keine Entlastungen an die Letztverbraucher erfolgen.

Zentral ist das Fehlen einer Regelung, für das Rückforderungsrisiko bei unrechtmäßiger Auszahlung an Kunden. 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 stellen zudem Lieferanten vor das Problem, die Kosten problemlos weiterzugeben.

2.3.2 Bestimmung von Entlastungskontingenten und Entlastungsbeträge sowie Abgrenzung der Anspruchsberechtigten

Bei der Bestimmung der Entlastungskontingente für Strom sollte auf möglichst aktuelle Abrechnungswerte Bezug genommen werden. Der Stromverbrauch steigt insbesondere durch die gewünschte Nutzung von Wärmepumpen und Elektromobilen. Am einfachsten umsetzbar wäre für RLM-Kunden eine Abrechnung auf der Grundlage aktuell gemessener Werte der Abrechnungsperiode. Dies schließt Missbrauch weitestgehend aus und greift auf Werte zurück, die im System vorhanden sind. Die Berücksichtigung des Entlastungsbetrags erfolgt in diesen Fällen ohnehin in der monatlichen Rechnung.

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Abgrenzung von Haushalten und Gewerbe sowie mittleren und großen Unternehmen in Form eines Schwellenwertes von 30.000 kWh stellt Energieversorger vor immense Herausforderungen. Der Großteil der Tarife im Strom ist bis zu einer Grenze von 100.000 kWh – der klassischen Grenze zwischen SPL und RLM – ausgelegt. Unter 100.000 kWh werden in der Regel All-Inklusive-Preise zzgl. Mehrwertsteuer abgerechnet. In den Abrechnungssystemen sind bei diesen SPL-Tarifen keine Arbeitspreise, Netznutzungsentgelte bzw. weitere Preisbestandteile separat abgebildet. Sofern ab einer Schwelle von 30.000 kWh sich der Referenzpreis nur auf den Arbeitspreis bezieht, sind diese Werte (reine Arbeitspreise) in den Abrechnungssystemen nicht hinterlegt. Unabhängig welche Grenze gewählt wird, müssten die Abrechnungssysteme der Lieferanten grundsätzlich angepasst werden. Eine fristgerechte Umsetzung der Preisbremse auf der Entlastungsseite ist auch aus diesem Grund sehr unwahrscheinlich.

Für keine Sparte sollte bei der Entlastung und der „Gewährung“ oder „Gutschrift“ auf Kalenderjahre oder Kalendermonate abgestellt werden. Wenn der Liefermonat vom 13. bis zum

12. eines Monats läuft, ist auch die Abschlagszahlung auf diesen Zeitraum bezogen. Eine Kalendermonatliche Entlastung wäre dann umständlich anteilig aufzuteilen.

In §§ 4 Abs. 1, § 5 Abs. 1, § 6 Abs. 1 für Strom und § 3 Abs. 1 für Gas, sollten die Begriffe daher angepasst werden.

Grundsätzlich sollte zunächst auf die Jahresverbrauchsprognose des Lieferanten für die Berechnung abgestellt werden. Nur wenn diese nicht vorliegt, sollte die Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers genutzt werden. Die Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers ist den Kunden nicht bekannt und daher wird die Nutzung Fragen aufwerfen.

2.3.3 Erstattungsanspruch und -verfahren

Essenziell ist eine Modellgleichheit zwischen Strom und Gas. In der aktuellen Fassung ist die Strompreisbremse operativ nicht fristgerecht umsetzbar. Im Gesetzentwurf sind zahlreiche neue und teilweise gegensätzliche Vereinbarungen enthalten.

Es besteht ein hohes Liquiditätsrisiko für Lieferanten, da keine Fristen und keine Sicherheit besteht, dass die Entlastung vor Auszahlung an den Kunden beim Energieversorger eingehen. Dies könnte insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen wie z. B. Stadtwerke zu ernsthaften Liquiditätsengpässen bis hin zu einer existenzgefährdenden Situation führen.

Sollte an dem beschriebenen Model der Einbindung der ÜNB festgehalten werden, fehlen hier genaue Fristen sowie benötigte Daten zur Lieferung an ÜNB zur Bestimmung der Abschläge. Zudem sollten Abschlagszahlungen zwingend vorläufig ausgezahlt werden, also bevor erste Entlastungszahlungen von Seiten der EVUs an Letztverbraucher notwendig werden – ein Liquiditätsrisiko darf nicht entstehen. Bei der einmaligen Bestimmung der Abschlagszahlungen entstehen zusätzliche Liquiditätsrisiken, da die Kundenzahl schwankt und nicht vorhergesagt werden kann. Daher muss ein kontinuierlicher Änderungsmechanismus für die Abschlagszahlungen gegeben sein

Zentral ist das Fehlen einer Regelung, für das Rückforderungsrisiko bei unrechtmäßiger Auszahlung an Kunden. 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 stellen zudem Lieferanten vor das Problem, die Kosten problemlos weiterzugeben.

Wasserversorgungsunternehmen und Abwasserentsorgungsunternehmen sind als energieintensive Unternehmen zu berücksichtigen

Die Anlage 2 im Gesetzentwurf mit der Liste der energieintensiven Unternehmen ist durch Unternehmen der Wasserwirtschaft zu ergänzen und somit WZ-2008 Code für Trinkwasser 360 und Abwasser 370 hinzuzufügen.

Denn die Trinkwasserversorgung wird durch energieintensive Unternehmen sichergestellt, 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 Hauptabnehmern von Strom innerhalb einer Kommune. Hier machen die Stromkosten gut zehn Prozent der Kosten aus.

3 Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNE) für bestehende dezentrale Stromerzeugungsanlagen

Die Regelung zu vNE für Bestandsanlagen **muss in jedem Fall** erhalten bleiben. Für zahlreiche dezentrale Erzeugungsanlagen sind sie wichtiger Bestandteil der Einnahmeseite, der bei den Investitionsentscheidungen mit einkalkuliert worden ist. In den intensiven Diskussionen zum Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG), das am 22.07.2017 in Kraft getreten ist, sind Kompromisse erarbeitet worden, die die Belange aller beteiligten Seiten bestmöglich abgebildet haben und noch abbilden. Insofern ist Artikel 3 des Gesetzentwurfs ersatzlos zu streichen

4 Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (Kapitel 6)

Der BDEW begrüßt die 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. Diese Änderungen sind angesichts der gestiegenen Errichtungskosten für diese Anlagen zwingend erforderlich. Insoweit müssen die im aktuellen Referentenentwurf noch offenen Beiträge zu diesen Regelungen angemessen ergänzt werden.

Hingegen lehnt der BDEW die im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen zu § 51 EEG 2023 (negative Preise) ab. Zum einen muss für Zuschläge aus EEG-Ausschreibungen, die vor den jeweiligen in § 51 Abs. 1 Satz 2 ff. EEG-RefE vorgesehenen Zeitpunkten erteilt worden sind, noch die Rechtslage zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe gelten. Hier ist der Gesetzeswortlaut zu präzisieren. Sonst werden die Zuschläge nachträglich teilweise entwertet. Zum anderen 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

UEBILL beihilferechtlich genehmigt, also mit einer Bezugnahme auf sechs bzw. vier Stunden. Da sich die Rechtslage von den UEBILL zu den KUEBILL nicht geändert hat, bedeutet dies aber gleichfalls eine Genehmigungsfähigkeit der Vier-Stunden-Bezugnahme in § 51 EEG 2023 in der Fassung nach Maßgabe des „Sofortmaßnahmengesetzes“.

5 Weitere Änderungen im EnWG (Artikel 2)

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, sofern der Haushaltskunde 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.

Weitere detailliertere Anmerkungen und Formulierungsvorschläge können der tabellarischen Aufstellung entnommen werden.

Ansprechpartner

Bastian Olzem
Geschäftsbereichsleiter
Erzeugung und Systemintegration
Telefonnummer: +49 30 300 199-1300
bastian.olzem@bdew.de

Sebastian Winter
Abteilungsleiter Energienetze und Europäi-
sches Regulierungsmanagement
Telefonnummer: +49 30 300 199-1110
sebastian.winter@bdew.de

Marcel Steinbach
Abteilungsleiter Handel und Beschaffung
Telefonnummer: +49 30 300 199-1300
bastian.olzem@bdew.de