20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)243**

2. Dezember 2022

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

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

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.

DIE KOMMUNALEN UNTERNEHMEN

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 Ausnahmecharakter 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. Gleiches 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 Haushaltskunden 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 Marktrollen 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 auszugestalten. 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 Haushaltskunden innerhalb und außerhalb der Grundversorgung erleichtern:** Die zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen wegen Zahlungsrückständen von Haushaltskunden 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 Erzeugungsengpässe die im Spot bekannt sind nicht mehr Intraday bedient werden, sondern sich Anlagen umorientieren und im Zweifel sogar Erzeugung aus Stunden mit Erzeugungsengpässen abziehen. Das Modell fördert so aktiv eine Destabilisierung der Energiemärkte, 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. Gleiches 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 Überförderung 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 anzuwenden 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 beihilferechtlich 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 beihilfenrechtlichen Genehmigung steht. Eine Anwendung des Gesetzes vor der beihilfenrechtlichen Genehmigung ist gem. § 50 StromPBG nicht zulässig. § 50 StromPBG enthält auch den Hinweis, dass das Gesetz nur nach Maßgabe der beihilfenrechtlichen Genehmigung angewendet werden darf. Damit besteht auch die Möglichkeit, dass sich aufgrund des beihilferechtlichen 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 EWPBG 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 Mindestabnahmemengen 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 CO_2 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 Beschaffungen 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 Veräußerungsform 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 Erzeugungstechnologie, 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"

<u>Begründung:</u>
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 erlösbaren Stromeinnahmen müssen über Wälzung der Restkosten auf die Wärmelieferung erwirtschaftet werden (zusätzlicher Anstieg der Wärmepreise 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 Terminmarktabsicherungen Handelsgeschäfte in einer anderen Legaleinheit im Konzernverbund zu berücksichtigen.

Begründung:
Zu 1.
Das Verständnis von Absicherungsgeschäften ist zu statisch und marktfern. Das vorgesehene 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. Anderenfalls 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 Hegdes 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 Terminmarktabsicherungen 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.

Anderenfalls 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 verhältnismäßigere 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 insoweit gezahlt werden müssen, als dass diese bereits Beträge von Stromerzeugern vereinnahmt 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 Mehrkoste 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 Netzbezuge*s."

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 Kalenderjahrvorlegen*
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 | Einfügung von § 118b - Befristete Sonderregelungen für Energielieferverträge mit Haushaltskunden 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 Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung übertragen werden sollen. Das hohe Schutzniveau der grundversorgten Haushaltskunden wird damit im Einklang mit den unionsrechtlichen Vorgaben auf alle Haushaltskunden 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 Haushaltskunden 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 Haushaltskunde 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 Haushaltskunden 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 Haushaltskunde 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 Haushaltskunde 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 Haushaltskunde 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 Probebetrieb 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 vermiedenen 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 CO_2-Emissionen - umgestellt werden würde und damit flexible elektrische Leistung nicht mehr zur Verfügung stünde.

[2] Grundlage der Berechnung sind Angaben in der Gesetzbegründung 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 weitergeben 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 "Haushaltskunde" 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 Haushaltskunden 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

Dr. Jürgen Weigt
Fachgebietsleiter Erneuerbare Energien

Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-387
E-Mail: weigt@vku.de

Andreas Seifert
Stv. Abteilungsleiter Recht, Finanzen und Steuern
Bereichsleiter Recht

Telefon: +49 30 58580-132
E-Mail: seifert@vku.de