

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Aktenzeichen: GBK-25-02-1#1

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Marktrolle: Verband

Kontaktdaten*:

Nachname:

Vorname:

Kürzel:

E-Mail:

Telefon:

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.
 Sofern nicht der komplette Text dargestellt werden kann, verwenden Sie bitte die nächste Zeile für Ihre Eingabe.

Konsultationsbeitrag: Aktenzeichen: GBK-25-02-1#1 -

Nr.	Randziffer (Pflichtfeld)	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	1	0		
2	2	<p>Mit dem Entgelt für dezentrale Erzeugung nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung (im Folgenden StromNEV) hat der Verordnungsgeber ein negatives Einspeiseentgelt etabliert, das an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen zu entrichten ist. Der Verordnungsgeber hat sich damit ein bereits vor Beginn der Regulierung mit der sog. Verbändevereinbarung II (Ziffer 2.3.3) im Jahr 1999 eingeführtes Instrument zu eigen gemacht. Für die Übernahme dieses Instruments, bei dem es sich im Kern um eine Subvention sogenannter dezentraler Erzeugungsanlagen, also solcher Anlagen, die an ein Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen sind, handelt, sprachen nach der Verordnungsbegründung folgende Argumente: Die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie verursache unmittelbar eine Reduzierung der Entnahme elektrischer Energie aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Kurzfristig habe dies zur Folge, dass zum einen – aus Sicht des Netzbetreibers, in dessen Netz- oder Umspannebene dezentral eingespeist wird – der von ihm zu tragenden Anteil der Kosten des vorgelagerten Netzes sinke, da bei unveränderten Netzentgelten die Entnahmemenge niedriger sei als ohne dezentrale Einspeisung. Da die Gesamtkosten des vorgelagerten Netzes kurzfristig unverändert blieben, ergebe sich zum anderen der Effekt, dass sich die Verteilung der Kosten auf die Entnahmen ändere. Entnehme ein Weiterverteiler aufgrund dezentraler Einspeisung weniger, erhöhe sich der von den übrigen entnehmenden Netzkunden zu tragende Anteil der Netzkosten. Mittel- bis langfristig könne die dezentrale Einspeisung tendenziell zu einer Reduzierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in den vorgelagerten Netzebenen und somit zu geringeren Gesamtnetzkosten führen. Zur Abgeltung dieses Beitrags zur Netzkostenverminderung werde Betreibern von dezentral einspeisenden Erzeugungsanlagen ein Entgelt gezahlt. Eine Ausnahme bilden Anlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert werden. Diese erhalten nach § 18 Abs. 1 S. 4 Nr. 1 StromNEV (und auch der Systematik des Erneuerbare-Energien-Gesetzes) keine Entgelte für dezentrale Erzeugung.</p>	<p>Die vom § 18 StromNEV profitierenden dezentralen Erzeuger erfüllen zwei wichtige Funktionen für das Stromsystem: Netzabsicherung durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Leistungsabsicherung für Nachfragespitzen.</p> <p>Der Leistungspreis der vNNE reizt die netzdienliche dezentrale Stromerzeugung auch zu Zeiten an, in denen das bundesweite Preissignal nicht zwangsläufig den Einspeisebedarf aus einer dezentralen Erzeugungseinheit widerspiegelt (z.B. wenn die Einsatzkosten im Grunde zu hoch für einen Kraftwerkeinsatz wären). Wirtschaftlich handelt es sich also im Kern beim Leistungspreisanteil der vNNE um eine Vergütung für Netzdienlichkeit und nicht um eine „Subvention sogenannter dezentraler Erzeugungsanlagen“ (RZ 2). Die Revisionsplanung von dezentralen Erzeugungsanlagen richtet sich aktuell auch nach den vNNE, so dass derzeit große Anlagen nicht gleichzeitig in Revision geschickt werden.</p>	
3	3	<p>Durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NetzEntgMoG) vom 17.07.2017 (BGBl. I S. 2503) wurde § 120 in das Energiewirtschaftsgesetz (im Folgenden EnWG) eingefügt, der ein schrittweises Auslaufen der Regelung zu den Entgelten für dezentrale Erzeugung in die Wege leitete. Entsprechende Entgelte dürften gemäß § 120 Abs. 1 EnWG für solche Erzeugungsanlagen nicht mehr vorgesehen werden, die ab dem 01.01.2023 und für Anlagen mit volatiler Erzeugung (§ 3 Nr. 38a EnWG), die ab dem 01.01.2018 in Betrieb genommen werden. Für sonstige Anlagen mit volatiler Erzeugung schließt § 120 Abs. 3 EnWG die Gewährung von Entgelten für dezentrale Erzeugung ab dem 01.01.2020 aus. Darüber hinaus wurde mit § 120 Abs. 4 - 7 EnWG eine Obergrenze für Entgelte dezentraler Erzeugung eingeführt, namentlich in Höhe der Entgelte der jeweiligen vorgelagerten Netz- oder Umspannebene des Jahres 2016. Die Obergrenze wirkt ab dem Jahr 2018. Die entsprechenden Entgelte der Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 120 Abs. 5 S. 1 EnWG dabei um die Offshore-Anbindungskosten und die Kosten für Erdverkabelung nach § 2 Abs. 5 Energieleitungsbaugesetz zu bereinigen, da diese Kosten bereits in 2016 bundesweit gewälzt worden seien und von vornherein nicht durch dezentrale Einspeisung hätten vermieden werden können (BT-Drs. 18/11528, S. 18). Hieraus ergeben sich niedrigere vorgelagerte Netzkosten für alle nachgelagerten Netzbetreiber, die in der virtuellen Kostenkaskade bei der Ermittlung der Obergrenzen gemäß § 120 Abs. 7 EnWG an die Stelle der tatsächlichen vorgelagerten Netzkosten des Jahres 2016 treten müssen. Zur Verhinderung von Missbrauch regelt § 120 Abs. 2 EnWG zudem, dass für Anlagen, die nach dem für sie gemäß § 120 Abs. 1 EnWG maßgeblichen Zeitpunkt an eine niedrigere Netz- oder Umspannebene angeschlossen werden, keine vermiedenen Netzentgelte (mehr) erhalten.</p>	<p>Im Rahmen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) im Jahr 2017 wurden nach intensiven Diskussionen aller betroffenen Stakeholder umfangreiche Anpassungen an der Systematik der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) vorgenommen. In der Folge wurden die vNNE für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen (wie PV- oder Windkraftanlagen) schrittweise abgeschafft und seit dem 1. Januar 2020 keine vNNE mehr für oder an diese Anlagen ausgezahlt. Auch wurden die Preisblätter auf das Niveau von 2016 eingefroren. Ab dem 1. Januar 2023 werden für sämtliche Neuanlagen keine vNNE mehr ausgezahlt. Lediglich die nicht-volatilen (steuerbaren) dezentralen Erzeugungsanlagen, welche vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb gegangen sind, sollten – nach bisheriger Rechtslage – vNNE erhalten. Damit wurde im Grundsatz ein natürliches Auslaufen der Regelung zu vermiedenen Netzentgelten festgelegt, da keinerlei Neuanlagen für diese Zahlungen in Frage kommen.</p>	

4	7	<p>Mit dem Außerkrafttreten der Stromnetzentgeltverordnung gemäß Art. 15 Abs. 3 Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (EnWRAnpG 2024) zum 01.01.2029 entfällt die Regelung des § 18 Stromnetzentgeltverordnung ersatzlos. Die Beschlusskammer beabsichtigt nicht, eine entsprechende oder ähnliche Regelung festzulegen. Vielmehr soll die Kostenbelastung der Netzentgeltzahler, die sich aus den Entgelten für dezentrale Erzeugung ergeben, in den verbleibenden Jahren durch diese Festlegung reduziert werden.</p>	<p>Die Verfahrenseröffnung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Abschmelzung der vNNE ab 2026 – drei Jahre vor dem Auslaufen der StromNEV zum Jahresende 2028 – kommt gänzlich überraschend und war zum jetzigen Zeitpunkt nicht zu erwarten. Die Abschmelzung soll damit bereits acht Monate nach der Verfahrenseröffnung beginnen.</p> <p>Mit der Verabschiedung des NEMoG im Jahr 2017 wurde ein Rechtsrahmen für die vNNE geschaffen, der seitdem Grundlage für die wirtschaftlichen Entscheidungen der Betreiber derjenigen dezentralen Erzeugungsanlagen ist, die einen gesetzlichen Anspruch auf Zahlung vermiedener Netzentgelte haben. Der Gesetzgeber hat weder mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2023 Anlass für die Annahme gegeben, dass sich an der bestehenden Regelung des § 18 StromNEV bis zum Auslaufen der Verordnung zum 31. Dezember 2028 etwas ändert, noch dafür, dass der in § 120 EnWG normierte Bestandsschutz für nicht-volatile (steuerbare) dezentrale Erzeugungsanlagen entfallen soll. Auch wenn die BNetzA Abweichungsbefugnisse für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik erhalten hat, spricht vor allem die Wahl des Datums des Außerkrafttretens der StromNEV sehr dafür, dass es dem Gesetzgeber vor allem auch darum ging, für die Dauer der vierten Regulierungsperiode den notwendigen Grad an Beständigkeit zu gewähren.</p> <p>Die BNetzA sollte daher auf die nicht sachgerechte Abschmelzung verzichten.</p> <p>Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass die vNNE direkt in die Berechnung des EEG-Finanzierungsbedarfs eingehen und auch die Prognose der §19-StromNEV-Umlage/Aufschlags für besondere Netznutzung mittelbar tangiert. Daher benötigen die ÜNB und VNB bis spätestens Ende August 2025 Klarheit über die für 2026 gültigen Regelungen. Die Regelung zu den vNNE sollte rechtssicher sein und von der Branche mitgetragen werden, da etwaige Rückabwicklungen (u.a. Umlagen) aufgrund entsprechender gegenteiliger Gerichtsurteile aufwändig sind und unerwünschte Verwerfungen im Markt verursachen.</p>	
5	8	<p>Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am dd.mm.2025 von Amts wegen ein Festlegungsverfahren zur Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028 unter dem Aktenzeichen GBK-25-02-1#1 eingeleitet und zugleich einen Entwurf der beabsichtigten Entscheidung gemäß § 67 Abs. 1 EnWG zur Konsultation gestellt.</p>	<p>Grundsätzlich erachtet der BDEW es als falsch, im Vorgriff der Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik („AgNeS“), eine Absenkung der vNNE zu verfolgen. Vielmehr sollten künftige Anreize für netzdienliches und netzkostenminderndes Verhalten im Rahmen der allgemeinen Netzentgeltsystematik berücksichtigt werden. Mit dem Festlegungsentwurf plant die BNetzA einen unvermittelten, vorzeitigen Ausstieg aus einem bewährten Instrument bei fehlender Klarheit über nachfolgende Instrumente.</p>	
6	9	<p>Anlass für das Verfahren ist das Bemühen materiell europarechtskonforme Zustände herbeizuführen und das Erfordernis die Netzentgeltzahler von sachlich nicht begründeten Kosten zu entlasten. Die stetig zunehmende Höhe der Netzentgelte verdeutlicht zusätzlich das Erfordernis, dass die Bundesnetzagentur ihre entsprechenden Befugnisse in Ansehung europarechtlicher Grundsätze wie der Kostenorientierung und der Verbraucherefreundlichkeit zu Gunsten der Netznutzer vorliegend nutzt. Auch die öffentliche Debatte um die Entlastung der Stromverbraucher von zunehmend als nicht tragbar bezeichneten Netzentgelthöhen, lässt ein schlichtes Zuwarten bis zum Außerkrafttreten des § 18 StromNEV nicht länger als sachgerecht erscheinen. Es wäre widersprüchlich einerseits eine Dämpfung der Netzentgelte aus Steuermitteln zu diskutieren und gleichzeitig die sich aus den Entgelten für dezentrale Erzeugung ergebende Belastung in den verbleibenden Jahren bis zum Außerkrafttreten der Stromnetzentgeltverordnung beizubehalten. Aus Sicht der Beschlusskammer ist die Gewährung von Entgelten für dezentrale Erzeugung energiewirtschaftlich nicht mehr begründbar, sodass, in Abwägung mit dem Vertrauensschutz zugunsten der noch von § 18 StromNEV profitierenden Anlagenbetreibern, ein schrittweiser Abbau anzustreben ist</p>	<p>Am 12. Mai 2025 hat die BNetzA mit der Veröffentlichung eines Diskussionspapiers ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom („AgNeS“, GBK-25-01-1#3) eröffnet. In diesem Verfahren soll die Netzentgeltsystematik ab 2029 nach Auslaufen der StromNEV ausgestaltet werden. Auch vor diesem Hintergrund ist es nicht nachvollziehbar und nach Auffassung des BDEW ermessensfehlerhaft, für den Teilaspekt der Vergütung der dezentralen Erzeugung eine vorgezogene Festlegung zu treffen und damit diesen der gesamthaften Neuregelung der Netzentgeltsystematik zu entziehen. Ein valider Grund hierfür ist im Festlegungsentwurf nicht ersichtlich.</p> <p>Ebenso wenig überzeugt die Erwägung der Kosteneinsparung, die ebenfalls im Gesamtzusammenhang der allgemeinen Netzentgeltsystematik vorzunehmen ist. Dies gilt umso mehr, als die Entgelte für dezentrale Erzeugungsanlagen mit 1 Mrd. Euro jährlich nur einen Bruchteil der gesamten Netzentgelte ausmachen. Ausweislich des Diskussionspapiers der BNetzA zu AgNeS (Seite 10 oben) vom Mai 2025 betragen die Erlösobergrenzen für Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber inkl. vorgelagerter Netzkosten in Deutschland im Jahre 2024 insgesamt über 40 Mrd. Euro. Im Verhältnis dazu ist die von der BNetzA angeführte Summe zur Entlastung der Endkunden gering, während die Belastungen für die Anlagenbetreiber erheblich sind. Dies muss die BNetzA im Rahmen ihrer Ermessensausübung berücksichtigen, vor allem bei der vorzunehmenden Interessenabwägung. Keinesfalls kann diese zu dem Ergebnis führen, wie in dem Festlegungsentwurf in den RZ 36 und 40 suggeriert, dass dem Interesse an der kundenseitigen Kostenentlastung eine eindeutig überwiegende Bedeutung zukommt.</p> <p>Zudem stellen die Pläne der BNetzA einen schwerwiegenden Eingriff in den Vertrauensschutz in getätigte Investitionen dar. Sie verkennen die Bedeutung der vermiedenen Netzentgelte und den entsprechenden Beitrag dezentraler Erzeugungsanlagen im wertschöpfungsstufenübergreifenden Gesamtsystem aus Erzeugung, Verbrauch und Netz. Die Abwägung europarechtlicher Vorgaben gegenüber Investitions- und Vertrauensschutz wird überzogen und die Auswirkungen auf die Letztverbraucher werden verkürzt betrachtet. Der Festlegungsentwurf sendet damit ein fatales Signal in ein ohnehin unsicheres Investitionsumfeld, in dem Deutschland auf den nachhaltigen Aufbau steuerbarer Erzeugungsanlagen angewiesen ist.</p>	

7	19	<p>Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028). In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).</p>	<p>Wie die BNetzA in ihrem Entwurf der Festlegung richtig ausführt, sollten durch die im Jahr 2023 vorgenommenen Anpassungen des EnWG infolge des EuGH-Urteils vom 2. September 2021 neben der Unabhängigkeit der BNetzA (RZ 17) auch eine ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet sowie bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (RZ 19, vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52). Ein stabiler Regulierungsrahmen ist hierfür unerlässlich. Mit dem vorliegenden Festlegungsentwurf stellt sich allerdings die Frage, ob die BNetzA vor allem dem letztgenannten Ziel des Gesetzgebers gerecht wird.</p>	
8	22	<p>Die vorstehenden genannten Kriterien der Praktikabilität und der Vermeidung von Rechtsunsicherheit lassen sich indes auf die konkreten Regelungen des § 18 Stromnetzentgeltverordnung allenfalls bedingt übertragen. Die Beschlusskammer macht vorliegend im Hinblick auf diese Regelungen von ihrer Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 EnWG Gebrauch, weil seitens der Bundesnetzagentur ein materieller Widerspruch zu den maßgeblichen Regelungen des Europarechts gesehen wird. Ein ausbleibendes Gebrauchmachen von der Abweichungskompetenz wäre ermessensfehlerhaft (weiteres hierzu unter Ziffer 7). Zur Umsetzung der vorliegenden Regelungen ist indes die Festlegung vor dem Zeitpunkt der Erlösbergrenzenanpassung durch Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zum 01.01.2026 ausreichend, um dem Erfordernis eines ausreichenden zeitlichen Vorlaufs nach Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944 Genüge zu tun. Verzögerungen etwaiger Verfahren nach der Anreizregulierungsverordnung sind nicht zu befürchten.</p>	<p>Auch den durch die BNetzA behaupteten materiellen Widerspruch zu klaren Vorgaben des materiellen Europarechts (RZ 22) sieht der BDEW nicht. Letztlich stellt die BNetzA damit die Rechtmäßigkeit der geltenden Regelung des § 18 StromNEV in Frage. Der BDEW kann diese Überlegungen nicht nachvollziehen. Die vorzeitige Abweichung hiervon führt, entgegen der Annahme der Regulierungsbehörde, sehr wohl zu Rechtsunsicherheiten und entwertet unzulässigerweise bereits getätigte Investitionsentscheidungen sowie für das Jahr 2026 getroffene Vermarktungsentscheidungen der betroffenen Anlagenbetreiber. Eine Weitergeltung des § 18 StromNEV, zumindest bis zum Außerkrafttreten der StromNEV, würde auch nicht, wie von der BNetzA in RZ 22 behauptet, der Praktikabilität des Regulierungssystems entgegenstehen.</p>	

9	33	<p>Von wesentlicher Bedeutung ist die Kostenorientierung. Die Netzentgelte dürfen ausschließlich tatsächliche Kosten des Netzbetriebs berücksichtigen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und keine Kosten mit dem Netzbetrieb nicht zusammenhängender Zwecke umfassen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, 2 VO (EU) 2019/943. Dabei ist nicht nur zu verhindern, dass Kosten sachfremder Zwecke die Kalkulationsbasis für die Netzentgelte erhöhen. Bei der Bildung der Netzentgelte dürfen auch keine Privilegien zur Förderung sachfremder Zwecke gewährt werden, die naturgemäß zwingend zu einer Mehrbelastung der übrigen Netznutzer führen. Vielmehr sind Sondernetzentgelte nur gerechtfertigt, soweit sie der Förderung eines oder mehrerer legitimer Zwecke dienen. Insofern ist der Grundsatz der Kostenorientierung eng mit den Zielen des europäischen Beihilferechts verknüpft. Hinzu kommt das Prinzip der Kosteneffizienz. Die Netzkosten sind einerseits nur anerkennungsfähig, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, 2 VO (EU) 2019/943. Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Andererseits können über die Netzentgelte Signale gesetzt werden, die eine kosteneffiziente Netznutzung anreizen. Dies kann etwa durch eine kostenreflexive Netzentgeltsystematik geschehen, innerhalb derer die Tragung der Netzkosten durch einzelne Nutzergruppen bzw. bei einem bestimmten Netznutzungsverhalten in einem angemessenen Verhältnis zu deren Kostenverursachung stehen. Auch kann durch besondere Tarifstrukturen ein entsprechend kostensparendes Verhalten angereizt werden, vgl. Art. 18 Abs. 7 S. 2 VO (EU) 2019/943. Das Prinzip der Kosteneffizienz findet sich auch in den Zielen der Preisgünstigkeit und der Effizienz aus § 1 Abs. 1 EnWG wieder.</p>	<p>Die BNetzA führt in RZ 32 ff. an, dass der Abbau ab 2026 der Umsetzung der europarechtlichen Grundätze der Kostenorientierung der Kosteneffizienz, des Diskriminierungsverbotes und des Verbraucherschutzes diene. Der Grundsatz der Kostenorientierung und Kosteneffizienz verlangt nach Auffassung des BDEW, dass die – von der Erlösbegrenzung gedeckten – Entgelte eines Netzbetreibers sich an den tatsächlichen und rechtlich zulässigen Kosten orientieren müssen, die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten und im Vergleich zu einem strukturell vergleichbaren Netzbetreiber auch effizient sein müssen. Der Grundsatz der Kostenorientierung und Kosteneffizienz gibt aber nicht vor, welche Kosten rechtlich zulässig sind. Der besagte Grundsatz legt seinen Blick also darauf, dass in den Netzentgelten eines Netzbetreibers nur die tatsächlichen Kosten für die Auszahlung der vNNE angesetzt werden (Kostenorientierung) und dass keine Ineffizienzen zu darüber hinaus gehenden Kostensteigerungen führen (Kosteneffizienz). Die Frage aber, ob die Zahlung vermiedener Netzentgelte rechtlich zulässig ist, wird hiervon nicht berührt. Ein Widerspruch zum europäischen Recht besteht durch die vNNE nicht.</p>	
10	34	<p>Die Auszahlung der vermiedenen Netzentgelte widerspricht diesem dargestellten Ziel der Kostenorientierung sowie der Kosteneffizienz, denn § 18 StromNEV verursacht Netzkosten von jährlich circa einer Milliarde Euro, die weder für den Betrieb der Netze notwendig sind, noch zu einer effizienteren Nutzung des Netzes beitragen. Die der Norm zugrundeliegende Prämisse, dass durch die dezentrale Einspeisung die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz und damit dessen Inanspruchnahme vermindert werde und somit Netzinfrastrukturkosten eingespart würden, ist unzutreffend. In einer Evaluierung im Monitoringbericht 2022 (Monitoringbericht Energie 2022 (www.bundesnetzagentur.de), S. 202) hat die Bundesnetzagentur zuletzt untersucht und nachgewiesen, dass alle Verteilnetzbetreiber ihre Netzanschlüsse so dimensionieren, dass die Jahreshöchstlast des Elektrizitätsbezugs allein durch den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz erfüllt werden kann (Monitoringbericht Energie 2022 (www.bundesnetzagentur.de), S. 202). Insofern erfolgt keine Unterscheidung zwischen der durch § 120 Abs. 3 S. 1 EnWG von Anwendungsbereich ausgenommenen volatilen Erzeugung und konventioneller Erzeugung, für die weiterhin ein Anspruch auf Entgelte für dezentrale Erzeugung bestand. Es kommt zu keiner Einsparung von Infrastrukturkosten. Auch konventionelle Anlagen unterbrechen ihre Einspeisung regelmäßig. Es verbleiben erhebliche Zeiträume, in denen die Anlagen im Zuge von Revisionen, ungeplanten Ausfällen oder bei negativen Preisen im Strommarkt, bei denen eine Einspeisung damit unwirtschaftlich wird, ihren Betrieb einstellen. Für diese Zeitraum muss zwingend ein Netzausbau erfolgen, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Auch das in der Begründung zu § 18 StromNEV angeführte Argument, die dezentrale Einspeisung führe zu einer geringeren Bezugsmenge und -leistung aus dem vorgelagerten Netz, rechtfertigt nicht die Zahlung der Entgelte für dezentrale Erzeugung. Denn eine etwaige Steigerung der Kosteneffizienz, die sich zugunsten der Netzentgeltzahler hieraus ergeben würde, ist nicht belegbar. Zwar führt die dezentrale Einspeisung tatsächlich zu einem geringeren Bezug aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Jedoch stehen den „vermiedenen“ Netzentgelten an die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen auszahlenden Entgelte gegenüber. Eine belastbare Aussage darüber, ob die Entgelte für dezentrale Erzeugung überhaupt geringer ausfallen als die vermiedenen Netzentgelte, kann nicht getroffen werden. Auch sinken nicht die Kosten des jeweiligen vorgelagerten Netzes. Eine verringerte Bezugsmenge infolge dezentraler Einspeisung im nachgelagerten Netz führt vielmehr dazu, dass die Entgelte steigen, um die Kosten weiterhin abdecken zu können.</p>	<p>Auf Basis der Regelungen im NEMoG wurde der Erlösbestandteil der vNNE in die Investitionsentscheidung der betreffenden Anlagenbetreiber fest einkalkuliert. Es war davon auszugehen, dass im Falle einer fehlenden Folgeregelung für die vNNE ab 2029 der für 2028 angekündigte Kapazitätsmarkt die notwendigen Vergütungen zur Vorhaltung gesicherter Stromerzeugungskapazitäten abbildet und für den Netzbetrieb relevante Regelungen für Anreize zu netzdienlichen Flexibilitäten (bspw. durch § 14c EnWG) praktikabel ausgestaltet vorliegen. Bis dahin stellen die vNNE ein effektives und zugleich effizientes System dar, um Stromverbrauch und -erzeugung lokal zusammenzubringen und damit vorgelagerte Netze weniger zu beanspruchen. Vermiedene Netzentgelte sollen eine Minderung der Jahreshöchstlast (kW) gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber und des Bezugs an Arbeit (kWh) aus dem vorgelagerten Netz anreizen. Sie sind effektiv, da sie auf den Höchstlastzeitpunkt ausgelegt und effizient, da sie eine einfache Steuerungsgröße im Gesamtsystem darstellen und unbürokratisch abgerechnet werden.</p> <p>Für die betroffenen dezentralen Stromerzeugungsanlagen sind die vNNE ein wichtiger Erlösbestandteil, der bei der Investitionsentscheidung fest einkalkuliert worden ist. Eine plötzliche Streichung ohne erforderliche Folgeregelung würde die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Stromerzeugungsanlagen – z.B. KWK-Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung oder dezentrale KWK-Anlagen in Krankenhäusern und Schulen, flexible und schnellstartfähige Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerke (PSW) – deutlich beeinträchtigen und deren Weiterbetrieb ggf. in Frage stellen. Eine Stilllegung der Bestandsanlagen oder Nichtvorhaltung ihrer gesicherten Erzeugungsleistung in Folge des vorzeitigen Wegfalls der vNNE würde den geplanten Kapazitätsausbau der Bundesregierung somit konterkarieren.</p> <p>Mit Blick auf den umfassenden Stromausfall in Spanien und Portugal im April 2025 bekräftigt die BNetzA, dass ein großflächiger, langanhaltender Blackout in Deutschland unwahrscheinlich sei. Der BNetzA-Präsident Klaus Müller betont, Deutschland sei gut vorbereitet, da für den Fall der Fälle schwarzstartfähige Kraftwerke bereitstünden. Es sind gerade die vielen dezentralen Erzeugungsanlagen, die die Resilienz des deutschen Energiesystems prägen: Ein dezentrales Energiesystem mit vielen kleinen Erzeugungseinheiten ist tendenziell widerstandsfähiger gegenüber großflächigen Ausfällen. Wenn ein Teil des Netzes ausfällt, können dezentrale Anlagen mit Schwarzstartfähigkeit weiterhin die Versorgung in ihrer Umgebung sicherstellen. Dezentrale Erzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit sind aber in vielen Fällen eben jene, die von den vNNE profitieren und deren Wirtschaftlichkeit von diesen maßgeblich abhängig ist. Die vermeintliche Einsparung von Kosten bei den vNNE in Höhe von einer Milliarde Euro steht dabei nicht im Verhältnis zur potenziellen Verschlechterung der Versorgungssicherheit und Resilienz, die mit der Stilllegung dezentraler Erzeugungsanlagen einhergeht. Der Wegfall der vNNE kann zudem dazu führen, dass sehr hohe Strompreisspitzen entstehen und eine Deckung der Nachfrage gefährdet ist. Diese Betrachtungen lassen den Schluss zu, dass auch aus Verbraucherperspektive diesen Anlagen im Gegensatz zu den Ausführungen in RZ 36 des Festlegungsentwurfs ein überwiegender Nutzen zukommt.</p> <p>Für die Energiewende müssen die Stromnetze in (fast) allen Regionen ausgebaut werden. Insbesondere in Ballungsräumen ist der Netzausbau von neuen Stromverbrauchern getrieben. Es zeigt sich bereits heute, dass nicht alle Netzanschlussanfragen zeitnah und ohne Netzausbau realisiert werden können. Häufig sind auch die begrenzten (Kuppler-)Kapazitäten aus bzw. zu dem vorgelagerten Übertragungsnetz Ursache einer verzögerten Netzanschlussbereitstellung. Diese Entwicklung würde durch einen Wegfall steuerbarer dezentraler Erzeuger, der durch das vorzeitige Abschmelzen der vNNE droht, noch verstärkt werden. Es besteht das Risiko, dass durch die Abschmelzung der vNNE und einen Wegfall steuerbarer dezentraler Erzeugungsanlagen ein solcher Netzausbau noch kurzfristiger erforderlich wird. Im Falle des Bahnstromnetzes wird besonders deutlich, welchen Beitrag die dezentrale Erzeugung zur Vermeidung von Netzausbau leisten kann. Aufgrund der im Vergleich zur Verbrauchslast deutlich geringeren Netzanschlusskapazität des Bahnstromnetzes an das öffentliche Stromnetz sowie der Vermeidung eines zusätzlichen Energietransports von Nord- nach Süddeutschland wird der Netzausbaubedarf im öffentlichen Netz erheblich reduziert. Vor dem Hintergrund der aktuellen Netzentwicklungsplanung, die bereits einen hohen strukturellen Transportbedarf von Nord nach Süd ausweist, würde sich die Situation im Netz der öffentlichen Versorgung ohne den entlastenden Effekt der dezentralen Bahnstromerzeugung weiter verschärfen.</p> <p>Aus Sicht des BDEW ist es sachgerecht, nur tatsächlich vermiedene Netzkosten bei der Ermittlung möglicher negativer Netzentgelte zu berücksichtigen. Grundsätzlich sollten den Netzentgelten ausschließlich originäre Netzkosten zugrunde liegen. Die Aussage, es komme durch die dezentrale Einspeisung „zu keiner Einsparung von Infrastrukturkosten“ (RZ 34), ist aus Sicht des BDEW so nicht nachvollziehbar. Es greift zu kurz, allein auf den Netzausbau abzustellen. Durch dezentrale, steuerbare Stromerzeugungsanlagen können insbesondere kurzfristige Netzkosten eingespart werden. Wenn dezentrale Anlagen den Strom direkt vor Ort erzeugen und verbrauchen, muss dieser Strom nicht über weite Strecken durch das öffentliche Netz transportiert werden. Das reduziert die Belastung des Netzes, insbesondere in Zeiten hoher Last oder bei Engpässen. Eine solche Entlastung der Betriebsmittel kann sich kostensenkend, beispielsweise auf die Wartung und Instandhaltung, auswirken sowie den Redispatchbedarf verringern. Fielen die vermiedenen Netzentgelte weg, würde sich das auf die Fahrweise der Anlagen auswirken oder sogar eine Stilllegung der Anlagen zur Folge haben. Der Strom müsste über längere Strecken durch die Netze transportiert werden und würde damit die Netzauslastungen und die Dauerbelastung der Netze zusätzlich erhöhen. Dies würde zu erhöhten und vor allem früheren Netzausbau- bzw. Netzersatzinvestitionen führen. Die Investition in die vNNE zur Erhaltung der dezentralen Erzeugungsanlagen als Beitrag zur Netzstabilität ist kosteneffizient. Zudem kann eine dezentrale, lastnahe Stromerzeugung die Netzverluste verringern. Bei jedem Transport von Strom über das Netz entstehen physikalisch bedingte Netzverluste, insbesondere Umspannverluste. Je kürzer die Transportwege sind, desto geringer fallen diese Verluste aus. Dezentrale Erzeugung trägt dazu bei, die Energieeffizienz des Gesamtsystems zu steigern. Insofern ist es grundsätzlich gerechtfertigt, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen einen Gegenwert für die auf Verteilnetzebene vermiedenen Netzkosten erstattet bekommen.</p> <p>Bei Eingriffen in die Regelungen zu vNNE muss aus diesen Gründen von der pauschalen Einschätzung, sie trügen nicht zu einer Senkung der Netzkosten bei, Abstand genommen werden. Sofern die BNetzA zu dem Schluss kommt, die vNNE seien in der jetzigen Form nicht mehr zu rechtfertigen, sind gleichzeitig Anreize für netzdienliches Verhalten einzuführen. Für ein effizientes Stromsystem bedarf es Instrumente, die kostensenkendes Verhalten anreizen.</p>	

11	35	<p>Schließlich regelt Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 VO (EU) 2019/943, dass durch die Netzentgelte keine an die Verteilerebene angeschlossenen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen bevorzugt oder benachteiligt werden dürfen. Eine Auszahlung von „negativen“ Einspeiseentgelten, wie es die vermiedenen Netzentgelte sind, kommt einer solchen Bevorzugung von Erzeugungsanlagen auf Verteilebene gleich. Wie bereits dargestellt, wirkt ein Anschluss der Erzeugungsanlagen gerade nicht nachweislich netzkostensenkend, sodass sich keine Rechtfertigung für eine Andersbehandlung der dezentralen Erzeugungsanlagen im Sinne des § 18 der StromNEV ergibt.</p>	<p>Die Ausführungen zum Diskriminierungsverbot überzeugen nicht, vor allem mit Blick auf die auf der Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Es ist dem System der vNNE immanent, dass diese nur auf der Verteilernetzebene entstehen und an dort angeschlossene Anlagen ausgezahlt werden können. Die Ansicht der BNetzA unterstellt überdies unzulässigerweise Zweifel an der europarechtlichen Zulässigkeit der bisherigen, vom Gesetzgeber erlaubten und vom Verordnungsgeber erlassenen Regelung des § 18 StromNEV.</p>	
12	36	<p>Sämtliche vorgenannte Zwecke sind auch Vehikel zur Erreichung der Zielvorgabe des Verbraucherschutzes und der damit verbundenen Erschwinglichkeit der Energieversorgung, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts als auch zu den speziellen Zielen des europäischen Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, 3 Abs. 3 EUV, 1 Abs. 2 S. 1, 58 lit. d) und g) RL (EU) 2019/944, 1 Abs. 2, 77 lit. d) und g) RL (EU) 2024/1788, 1 lit. e), 2. Erwägungsgrund VO (EU) 2019/943. Je nachdem, welche der Zwecke bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik priorisiert werden, geschieht dies entweder auf Ebene der Netzkosten oder auf Ebene der Strompreisbildung. Die Auszahlung von vermiedenen Netzentgelten belastet die (Letzt-)Verbraucher unverhältnismäßig hoch. Die unter Ziffer 7.2 und 7.3. dargestellt Gründe stehen der Angemessenheit einer Wälzung der Kosten für die Auszahlung von Entgelten an die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen entgegen. Diesen Erzeugungsanlagen kommt kein überwiegender Nutzen zu.</p>	<p>Gleiches gilt letztlich auch für die Erwägungen zum Verbraucherschutz. Die nach den derzeit zulässigen rechtlichen Regelungen anfallenden Kosten für vNNE belasten die Verbraucher nicht unverhältnismäßig hoch und taten dies auch nicht in der Vergangenheit. Sie sind sachlich gerechtfertigt, wie die nachfolgenden Abschnitte dieser Stellungnahme deutlich zeigen. Insbesondere besteht die Gefahr, dass die Verbraucher bei einer vorzeitigen, nicht eingeplanten Abschmelzung der vNNE mit dadurch bedingten Kostensteigerungen wiederum belastet werden.</p> <p>Ein dezentraleres Energiesystem mit vielen kleinen Erzeugungseinheiten ist tendenziell widerstandsfähiger gegenüber großflächigen Ausfällen. Wenn ein Teil des Netzes ausfällt, können dezentrale Anlagen mit Schwarzstartfähigkeit weiterhin die Versorgung in ihrer Umgebung sicherstellen. Dezentrale Erzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit sind aber in vielen Fällen eben jene, die von den vNNE profitieren und deren Wirtschaftlichkeit von diesen maßgeblich abhängig ist. Die vermeintliche Einsparung von Kosten für vNNE in Höhe von einer Milliarde Euro steht dabei nicht im Verhältnis zur potenziellen Verschlechterung der Versorgungssicherheit und Resilienz, die mit der Stilllegung dezentraler Erzeugungsanlagen einhergeht. Der Wegfall der vNNE kann zudem dazu führen, dass sehr hohe Strompreisspitzen entstehen und eine Deckung der Nachfrage gefährdet ist. Diese Betrachtungen lassen den Schluss zu, dass auch aus Verbraucherperspektive diesen Anlagen im Gegensatz zu den Ausführungen in RZ 36 des Festlegungsentwurfs ein überwiegender Nutzen zukommt.</p> <p>Bei einem ersatzlosen Wegfall oder einer schrittweisen Absenkung der vNNE würden die dezentralen Erzeuger ihr Einspeiseverhalten ändern. Ohne die dezentrale Einspeisung steigt folglich der Bezug aus dem vorgelagerten Netz und somit auch die Kosten für die Nutzung des vorgelagerten Netzes. Es würde damit nicht zu einer Entlastung der Endkunden in dem betroffenen Netzgebiet kommen, da der Wegfall der vNNE (die auf dem Niveau von 2016 eingefroren sind) den erhöhten Kosten für die Nutzung des vorgelagerten Netzes gegenüberstünde.</p> <p>In den Fällen, in denen die dezentrale Einspeisung ohne den Erhalt vermiedener Netzentgelte fortgeführt wird, müssten die Mindererlöse über höhere Strompreise kompensiert oder auf andere Produkte umgelegt werden. Eine Absenkung im Jahr 2026 würde sich außerdem negativ auf das Ergebnis der Anlagenbetreiber auswirken, da diese ihre Vermarktung bereits unter der Prämisse der Vergütung durch vNNE teilweise abgeschlossen haben. Die Kosten für den Letztverbraucher würden ansteigen, während die oben beschriebenen Effizienzgewinne durch dezentrale Einspeisung entfallen. Beim Wegfall der vNNE könnte zudem die Kraft-Wärme-Kopplung weitgehend durch den Kesselbetrieb zur Wärmebereitstellung verdrängt werden. Teilwertabschreibungen auf KWK-Erzeugungsanlagen bei den kommunalen Wärmeversorgern wären die Folge. Ebenso wäre der Betrieb von flexiblen Gasturbinen, Batterien und Pumpspeicherkraftwerken, die erhebliche netzentlastende Wirkung entfalten und zudem wichtige Systemdienstleistungen in dem nachgelagerten Netz erbringen, in seiner Wirtschaftlichkeit erheblich eingeschränkt.</p> <p>Dies würde die Ertragskraft der Unternehmen auch im Hinblick auf die Umsetzung von Transformationsmaßnahmen im Rahmen der Energiewende schwächen und zusätzlich den Bedarf an Reservekraftwerken erhöhen.</p>	

13	37	<p>Ohne ein Tätigwerden der Beschlusskammer würden mithin in den Jahren 2026 bis 2028 vermiedene Kosten vorgelagerter Netz- oder Umspannebenen nach § 18 StromNEV in Höhe von circa drei Milliarden Euro in Form von Entgelten für dezentrale Erzeugung an Anlagenbetreiber ausgezahlt und auf die Netzentgeltzahler gewälzt. Angesichts der fehlenden energiewirtschaftlichen Begründbarkeit und des daraus resultierenden Widerspruchs zu den europarechtlichen Anforderungen an die Netzkostenermittlung und an die Netzentgeltbildung führt die Entschließungsermessensabwägung zum Erfordernis des Gebrauchmachens der Kompetenzen nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a), S. 5 EnWG, um durch eine Abweichung von § 18 StromNEV die Netzkosteneffizienz zu steigern. Dass ein negatives Einspeiseentgelt, um das es sich bei den Entgelten für dezentrale Einspeisung handelt, nicht sachgerecht ist, verdeutlicht die Debatte zur Einführung von (positiven) Einspeiseentgelten zur gerechteren Verteilung von Netzkosten. Ungeachtet der Frage, ob und ggf. in welcher Form solche Einspeiseentgelte künftig Teil der Netzentgeltsystematik sein sollten, sind negative Einspeiseentgelte nicht zu rechtfertigen.</p>		
14	38	<p>Die Beschlusskammer hat sich indessen gegen eine gänzliche Streichung der Regelung ab 2026 und für eine Abschmelzung bis 2029 entschieden, um den Interessen der auch nach der Reform im Jahr 2017 noch von den Entgelten für dezentrale Einspeisung profitierenden Anlagenbetreibern hinreichend Rechnung zu tragen. Aus § 18 Abs. 1 StromNEV entsteht eine materiell-gesetzliche Begünstigung der Betreiber bestimmter dezentraler Erzeugungsanlagen. Für sie sind die Einnahmen aus den Entgelten für dezentrale Erzeugung Teil der zu erwirtschaftbaren Erlöse. Der Wegfall bzw. das Absinken dieser Einnahmen wird sich unmittelbar auf ihren wirtschaftlichen Ertrag in den Jahren 2026 bis 2028 auswirken. Zwar besteht im Hinblick auf die Zukunft grundsätzlich kein Anspruch auf Schutz des Kontinuitätsvertrauens (Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, 105. EL August 2024, GG Art. 20 Rn. 71, beck-online). Gemäß der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ergeben sich aus dem Vertrauensschutz aber nur verfassungsrechtliche Grenzen für belastende Gesetze, nicht jedoch ein Anspruch auf Wahrung einer für den einzelnen Grundrechtsträger günstigen Gesetzeslage (BVerfG, Beschluss v. 25.03.2021 – 2 BvL 1/11). Jedoch ist zu beachten, dass im Hinblick auf Anlagen, die nach Inkrafttreten der StromNEV errichtet worden sind, eine unechte Rückwirkung aus Änderungen am Regelungsgehalt des § 18 StromNEV diskutiert werden kann. Denn für sie war das Institut der vermiedenen Netzentgelte möglicherweise mitprägend bei der Investitionsentscheidung.</p>	<p>Auch eine schrittweise Absenkung der vNNE, wie im Entwurf vorgesehen, hilft nicht über die Verletzung des verfassungsrechtlich gewährten Vertrauensschutzes hinweg. Denn im Gegensatz zu der in RZ 40 angesprochenen Vorbereitung auf den vollständigen Wegfall nach 2028 trüfte der vorzeitige Abbau die Unternehmen vollkommen unvorbereitet. Insbesondere der geplante Beginn der Abschmelzung bereits ab dem kommenden Jahr verletzt das in die gesetzlichen Vorgaben gesetzte Vertrauen der Anlagenbetreiber in unverhältnismäßiger Weise. Soweit die BNetzA ausführt, dass es den betroffenen Anlagenbetreibern ermöglicht wird, sich auf den Wegfall der Einspeiseentgelte planerisch und betriebswirtschaftlich vorzubereiten, ist dem deutlich zu widersprechen.</p> <p>Die BNetzA zitiert das BVerfG dahingehend, dass Eingriffe in nicht abgeschlossene Tatbestände für die Zukunft zulässig seien, wenn damit lediglich Erwartungen enttäuscht würden. Das BVerfG stellte aber in seiner Entscheidung zur 13. Novelle des Atomgesetzes (BVerfG, Urteil vom 06.12.2016 - 1 BvR 2821/11) ebenfalls fest, dass der Gesetzgeber an einen besonders gesetzten Vertrauensschutz gebunden ist. Ein derartiger Vertrauensstatbestand ist mit § 120 EnWG und der darin enthaltenen eindeutigen Regelung geschaffen worden. Im Zeitraum von 2017 bis zum 1. Januar 2023 wurden daraufhin zahlreiche dezentrale Erzeugungsanlagen weiterprojektiert und in Betrieb genommen. Bei einer Inbetriebnahme einer Anlage am 31. Dezember 2022, mit einer Laufzeit von 15 bis 20 Jahren, hätten die Betreiber entgegen ihren Kalkulationen nur drei Jahre die Möglichkeit, vNNE als Teil der Amortisation zu erwirtschaften. In Deutschland wird im Zuge der Diskussionen zum Strommarktdesign auch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus erörtert. Außerdem wurde die Notwendigkeit der Bereitstellung gesicherter Stromerzeugungskapazität klar identifiziert und deren Aufbau zum politischen Ziel erklärt (siehe Kraftwerksstrategie und Kraftwerkssicherungsgesetz). Zum jetzigen Zeitpunkt eine unvorhergesehene Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Erzeugungsanlagen im Bestand zu verfolgen, widerspricht dem politischen Ziel, gesicherte Stromerzeugungsleistung aufzubauen, verspielt Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland und läuft Gefahr, den Netzausbau weiter zu verzögern und gleichzeitig eine tatsächlich signifikante Entlastung der Letztverbraucher zu verfehlen.</p> <p>Es bedarf deshalb eines Gesamtlösungsbildes für das Energiesystem, das Netze und Erzeugung, Kosten, Versorgungssicherheit, lokale Gegebenheiten sowie Resilienz der kritischen Infrastruktur und Ökologie berücksichtigt. Dies ist aber im Festlegungsentwurf nicht ansatzweise abgebildet. Ohne das Vorhandensein eines funktionierenden Kapazitätsmarkts oder von Regelungen zu Anreizen für netzdienliches Verhalten sollte von einer vorzeitigen Abschmelzung der vNNE unbedingt abgesehen werden.</p>	

15	39	<p>Dabei bedarf es der Klarstellung und Relativierung, dass die begünstigten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen zu keinem Zeitpunkt eine umfassende Planungssicherheit hinsichtlich der Höhe des Zahlungsbetrages erfahren haben. Insbesondere die Entgelte für die Vermeidungsleistung, also die Leistung, die die dezentralen Erzeugungsanlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast einspeisen, ist für die Anlagenbetreiber nicht vorab bestimmbar und damit nicht planbar. Die Vermeidungsleistung macht dabei den Großteil der ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte in der Hochspannungs- und Mittelspannungsebene aus.</p>		
16	40	<p>Eine unechte (belastende) Rückwirkung von Veränderungen der Rechtslage ist grundsätzlich zulässig; sie erfordert aber eine angemessene Güterabwägung. Während eine unveränderte Weitergeltung von § 18 StromNEV in der aktuellen Fassung bis zum Außerkrafttreten der Verordnung (oder gar darüber hinaus) angesichts der obigen Ausführungen als kontinuierlicher Widerspruch zum Recht der Europäischen Union nicht als zulässig erachtet werden kann, wird durch die schrittweise Absenkung die Effektivierung des höherrangigen Rechts mit den wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber in Einklang gebracht. Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte war bereits in der Vergangenheit Teil der öffentlichen Diskussion, im Rahmen dessen es im NetzEntgMoG ab dem Jahr 2017 bereits zu einer Beschränkung des Anwendungsbereichs gekommen ist. Mit einem zeitnahen Auslaufen des verbleibenden Regelungsbestandes in § 18 StromNEV war demnach jedenfalls zu rechnen. Durch eine schrittweise Absenkung der vermiedenen Netzentgelte bis 2029 - statt einer Abschaffung ab 2026 - wird den betroffenen Anlagenbetreibern ermöglicht, sich auf den Wegfall dieser negativen Einspeiseentgelte planerisch und betriebswirtschaftlich auf den vollständigen Wegfall vorzubereiten. Die Große Beschlusskammer hat sich deshalb für eine Abschmelzung bis zum 31.12.2028 entschieden, um so die Gesamtheit der Nutzer jedenfalls bereits anteilig zu entlasten. Diese werden nach Anwendung der heutigen Regelung des § 18 StromNEV in dem Zeitraum vom 01.01.2026 bis zum 31.12.2028 mit Kosten in Höhe von rund drei Milliarden Euro belastet. Durch ein sukzessives Abschmelzen der Auszahlungen an die berechtigten Anlagenbetreiber können diese Nutzer bereits um 1,5 Milliarden entlastet werden. Dies ist aufgrund der ohnehin hohen Belastung der Nutzer durch die Netzentgelte, die durch den erforderlichen Netzausbau und der Integration von Erneuerbaren Energien bedingt ist, notwendig und geboten. Die schrittweise Absenkung der Entgelte aus dezentraler Erzeugung hat sich bei der Umsetzung des NetzEntgMoG im Hinblick auf Anlagen mit volatiler Erzeugung als geeignetes Mittel erwiesen, das sich die Beschlusskammer vorliegend für die verbleibenden profitierenden Anlagen zu eigen macht.</p>	<p>Die von der BNetzA gemäß RZ 40 angesprochene öffentliche Diskussion um die Abschaffung der vNNE hatte 2017 einen durch den Gesetzgeber manifestierten Abschluss gefunden. Es trifft zwar zu, dass nach der Novellierung des EnWG im Jahr 2023 der verbleibende Regelungsbestand in § 18 StromNEV zunächst absehbar bis Ende 2028 befristet war. Grund ist jedoch allein, dass § 18 StromNEV das Schicksal der außer Kraft tretenden Verordnung teilt. Die Zukunft der vermiedenen Netzentgelte wurde in keinerlei Weise thematisiert. Nichtzutreffend wäre zudem die Behauptung, dass damit auch per se mit einem Entfall der vermiedenen Netzentgelte oder mit einem vorzeitigen Auslaufen gerechnet hätte werden können. Denn der Bestand der vNNE ist 2017 durch das NEMoG für die bis zum 1.1.2023 in Betrieb genommenen, nicht-volatilen (steuerbaren) dezentralen Erzeugungsanlagen gesetzlich geregelt worden. Diesbezüglich hat der Gesetzgeber 2023 keine Änderung vorgenommen oder angedeutet. Vorbehaltlich des grundsätzlich bestehenden Vertrauensschutzes liegt damit in Bezug auf die vNNE nicht einmal ein Ansatzpunkt für eine Änderung vor, wie er jedoch in der durch die BNetzA zitierten Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) verlangt wird. Die von der BNetzA angeführten Einsparpotentiale in Höhe von 1,5 Mrd. Euro sind aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar. Für eine solch weitreichende Änderung, wie das vorzeitige Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte für Bestandsanlagen, müssen die zugrundeliegenden Berechnungen für Dritte vollständig transparent sein. Die von der BNetzA durchgeführten Berechnungen, Modelle und Annahmen sollten daher veröffentlicht werden. Ein Verweis wie in RZ 34 auf jährliche Kosten von ca. einer Milliarde Euro auf Basis eines Berichts zur Netzentgeltssystematik aus dem Jahr 2015 ist weder sachgerecht noch ausreichend.</p>	