

Berlin, 23. Mai 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Festlegungsverfahren zur "Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028"

Konsultation der Bundesnetzagentur vom 23. April 2025
(GBK-25-02-1#1)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

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

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Einordnung europarechtskonformer Auslegung und Vertrauensschutz	4
3	Gesamtzusammenhang mit der allgemeinen Netzentgeltsystematik	7
4	Rolle der vNNE und dezentraler Erzeugungsanlagen für den Netzbetrieb.....	7
5	Kostenbetrachtung	9
6	Fazit	11

1 Einleitung

Beim Entgelt für dezentrale Erzeugung nach § 18 Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV) handelt es sich um eine Zahlung an Erzeugungsanlagen, die an Verteilernetze angeschlossen sind. Sie erhalten für die Einspeisung elektrischer Energie neben dem Markterlös zusätzlich ein Entgelt ausgezahlt, das sich an den Beträgen orientiert, die vom Anschlussnetzbetreiber für eine sonst nötige Entnahme aus der vorgelagerten Netzebene gezahlt würden. Die vom § 18 StromNEV profitierenden dezentralen Erzeuger erfüllen zwei wichtige Funktionen für das Stromsystem: Netzabsicherung durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Leistungsabsicherung für Nachfragespitzen.

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.

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.

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.

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.

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.

Die BNetzA sollte daher auf die nicht sachgerechte Abschmelzung verzichten.

2 Einordnung europarechtskonformer Auslegung und Vertrauensschutz

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.

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.

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 Regelungsstatbestand 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-volatile (steuerbare) dezentrale 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.

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 träfe 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.

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 Vertrauenstatbestand 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.

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.

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 Erlösbergrenze 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.

Auch 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 Ordnungsgeber erlassenen Regelung des § 18 StromNEV.

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.

Ein Widerspruch zum europäischen Recht besteht durch die vNNE nicht.

3 Gesamtzusammenhang mit der allgemeinen Netzentgeltsystematik

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 gesamthafte Neuregelung der Netzentgeltsystematik zu entziehen. Ein valider Grund hierfür ist im Festlegungsentwurf nicht ersichtlich.

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.

4 Rolle der vNNE und dezentraler Erzeugungsanlagen für den Netzbetrieb

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.

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 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 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.

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 Kraftwerkseinsatz 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.

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 (Übertragungs-)Netz 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.

5 Kostenbetrachtung

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 abzielen. 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 Umspanverluste. 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

6 Fazit

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.

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.

Ansprechpartner

