

Berlin, 14. Juni 2024

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

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# zum Festlegungsentwurf zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der In- tegration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vom 15. Mai 2024

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, über 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**

<b>1</b>	<b>Grundsätzliche Bewertung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Ermittlung besonders belasteter Netzbetreiber .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Ermittlung des Wälzungsbetrags .....</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>Finanzierung .....</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>Abwicklung .....</b>	<b>8</b>
<b>6</b>	<b>Perspektive .....</b>	<b>10</b>

## 1 Grundsätzliche Bewertung

Am 15. Mai 2024 hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Festlegungsentwurf zur Verteilung von Mehrkosten der Netze aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Konsultation veröffentlicht. Der BDEW bedankt sich für Möglichkeit zur Stellungnahme und bittet um Berücksichtigung der nachfolgenden Anmerkungen, da sich die Inhalte insbesondere auf Netzbetreiber und Lieferanten auswirken.

Mit der Transformation zur Klimaneutralität ist auch die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber Veränderungen ausgesetzt. Dies führt zu lokal unterschiedlich ausgeprägten Mehrkosten, deren sachgerechte Verteilung sichergestellt werden muss. Daher ist es begrüßenswert, dass die BNetzA sich dieser Problematik annimmt. Der BDEW hält die vorgeschlagenen Regelungen zur gerechteren Verteilung der Stromverteilnetzentgelte infolge der regional differenzierten Betroffenheit der Mehrkosten aus der Integration Erneuerbarer Energien grundsätzlich für geeignet, um den Sachverhalt kurzfristig zu adressieren. Jedoch sind viele Herausforderungen der Energiewende im Sinne der Netzentgeltsystematik mit diesem Vorschlag noch nicht adressiert.

Eine Umverteilung eines so großen und tendenziell zukünftig steigenden Betrags bedarf dabei einer fundierten und sachgerechten Methodik, die Entlastungen in allen berechtigten Fällen gewährt und dabei eine Übervorteilung vermeidet. Dabei ist es wichtig, dass die veränderten Be- und Entlastungen der Netzentgelte durch den neuen Wälzungsmechanismus für Verbraucher im weiteren Verfahren rechtzeitig transparent gemacht werden. Die Regulierungsbehörde sollte insbesondere die dadurch eintretenden regional sehr differenzierten Veränderungen bei den Netzentgelten auch gegenüber den Verbrauchern klar kommunizieren und vertreten. Im Sinne der Transparenz sollte klar nachvollziehbar sein, wie hoch die beiden Wälzungsbeiträge (z.B. in Milliarden Euro) sind, die gemeinsam die Umlage ergeben. Für die Abrechnung gegenüber den Endkunden ist die Ausweisung einer Umlage (in Cent je kWh) ausreichend. Eine Ermittlung und separate Ausweisung der spezifischen Umlageanteile ist nicht erforderlich. Darüber hinaus sollte die konkrete Umlagehöhe des Wälzungsbetrags durch die Regulierungsbehörde kommunikativ begleitet werden.

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA in ihrem Festlegungsentwurf in Teilen Anpassungsvorschläge für eine sachgerechtere Ausgestaltung in ihrem pauschalen Vorgehen zur Ermittlung der EE-bedingten Mehrkosten aufgegriffen hat. Diese Anpassungen können jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass die gewählte Parameterkonstellation noch nicht ausreichend begründet sind. Dies wird über den im Festlegungsentwurf neu eingeführten und der Höhe nach frei festgesetzten Korrekturfaktor von 0,9 noch verstärkt. Gerade mit der jüngsten EnWG-Novellierung zur Umsetzung der EuGH-Rechtsprechung hat der Gesetzgeber eine erhöhte

Begründungspflicht etabliert. Diesem Anspruch wird der Festlegungsentwurf in Teilen nicht gerecht. Außerdem sollte die Berechnungsgrundlage für die Kostenwälzung nachvollziehbar und Strukturdaten für alle Marktteilnehmer öffentlich zugänglich sein, um Preisprognosen zu ermöglichen und die Preiskontinuität für Verbraucher zu gewährleisten.

Entscheidend für eine funktionierende branchenweite Umsetzung mit den Netzentgelten 2025 bleibt, dass die finalen Regelungen und Rahmenbedingungen **frühzeitig feststehen**. Im Sinne einer branchenweiten Einstellung und Vorbereitung auf die Regelungen muss die finale Festlegung rechtzeitig zur Bildung der Umlage – **spätestens Mitte August 2024**, möglichst aber früher – vorliegen. Hinzu kommt, dass auch z.B. die erforderlichen Erhebungsbögen zur Datenmeldung frühzeitig zur Verfügung stehen müssen. Auch müssen die Erhebungsbögen so veröffentlicht werden, dass die Netzbetreiber die Prozesse Schritt für Schritt fristgerecht umsetzen können. Nur so können Netzbetreiber und Vertriebe sich auf die zum 1. Januar 2025 anstehenden Umstellungen rechtzeitig einstellen und diese in ihren automatisierten Prozessen umsetzen.

Es wird nochmals darauf hingewiesen, dass sich mögliche Auswirkungen der Kostenwälzung auf den Wettbewerb um Wegenutzungsverträge ergeben können, da die Netzentgelte von Gemeinden bisher als ein Auswahlkriterium herangezogen werden.

Über den aktuellen Regelungsentwurf hinaus muss gelten, dass bei jeder zukünftigen Anpassung der Netzentgeltsystematik die Netzentgelte weiterhin kostenreflexiv, marktneutral und verständlich sind sowie die zugestandenen Erlöse aus den Netzentgelten weiterhin sicher, planbar und kontinuierlich erreicht werden können.

In der konkreten Ausgestaltung der Neuregelung sind noch Anpassungen und Klarstellungen erforderlich, die in den folgenden Kapiteln dieser Stellungnahme konkretisiert werden.

## **2 Ermittlung besonders belasteter Netzbetreiber**

Unter Randziffer 2 des Festlegungsentwurfs stellt die BNetzA die Grundlagen zur Ermittlung der besonders belasteten Netzbetreiber dar, die von der Wälzungsmöglichkeit EE-bedingter Netzkosten profitieren sollen. Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA im Vergleich zum Eckpunktetpapier den konkreten Weg des Belastungsnachweises dargestellt hat und bei der Legaldefinition der installierten EE-Leistung auf die bewährte Definition aus §3 EEG zurückgreift.

Positiv ist aus Sicht des BDEW, dass auch die Rückspeisung nachgelagerter Netzebenen adressiert werden soll. Der Festlegungsentwurf führt, trotz positiver Anpassungen gegenüber den Eckpunkten, jedoch weiterhin zu einer strukturellen Benachteiligung von fremden nachgelagerten Netzebenen gegenüber eigenen nachgelagerten Netzebenen. Eigene nachgelagerte Netzebenen werden über die installierte EE-Leistung ohne zeitlichen Bezug, nachgelagerte

Netzebenen dritter Netzbetreiber jedoch lediglich über die zeitungleiche maximale Rückspeiselaast berücksichtigt, obwohl die Auswirkung von EE-Anlagen in der nachgelagerten Netzebene auf die EE-Netzkosten unabhängig davon sind, ob die eigene nachgelagerte Netzebene oder die nachgelagerte Netzebene Dritter betrachtet werden. Beispielhaft kann für die Hochspannungsebene eines Flächennetzbetreibers gezeigt werden, dass die EKZ bei Berücksichtigung der installierten Leistung in nachgelagerten Ebenen 3,7 beträgt, bei der Berücksichtigung der tatsächlichen Rückspeiseleistung jedoch lediglich 2,48. Dies führt zu einer Entlastungswirkung von nur 25 Prozent (anstatt 54 Prozent).<sup>1</sup> Hier bedarf es weiterer Anpassungen, um diese strukturelle Benachteiligung weiter zu reduzieren. Denn im Kern wird ein Schätzer für die installierte EE-Leistung bei fremden nachgelagerten Netzebenen gesucht.

Eine Möglichkeit, um dies konsistent mit der Vorgehensweise im Festlegungsentwurf abzubilden besteht in der rechnerischen Ermittlung der installierten EE-Leistung entlang der im Festlegungsentwurf getroffenen Annahmen zur Mindestlast und zur zeitgleichen Einspeisung aus EE-Anlagen. Hierfür wird neben der maximalen Rückspeiselaast der fremden nachgelagerten Netzebenen noch die maximale Bezugslast dieser Netzebenen benötigt. Diese Daten liegen dem Netzbetreiber vor.

$$EE_i^{FN} = \sum_{FN=1}^n 0,4 \times \text{maximale Bezugslast} + \frac{\text{maximale Rückspeiselaast}}{0,7}$$

Der Schätzer für die installierte EE-Leistung aller fremder nachgelagerter Netzebenen für die Netzebene i ergibt sich aus der Summe der individuellen Schätzer der installierten EE-Leistung. Die Ermittlung der jeweiligen individuellen installierten EE-Leistung setzt sich dabei aus zwei Komponenten zusammen: einerseits aus der Mindestlast der jeweiligen Netzebene (40 Prozent der Jahreshöchstlast gemäß Festlegungsentwurf) und andererseits aus der zurückgerechneten installierten EE-Leistung auf Basis der im Festlegungsentwurf angenommenen zeitgleichen Einspeiseleistung von 70 Prozent.

Die maximale Rückspeiselaast liegt darin begründet, dass die EE-Erzeugungsleistung einerseits die Mindestlast in der Netzebene deckt, andererseits aber auch noch für Rückspeisung zum vorgelagerten Netzbetreiber sorgt. Die gemessene Rückspeisung muss also noch auf Basis der getroffenen Annahmen zur zeitgleichen Einspeisung (70 Prozent der installierten EE-Leistung)

---

<sup>1</sup> Hinweis: Die installierte Leistung wird aufgrund der hohen planerischen Relevanz in Zusammenarbeit mit den nachgelagerten Netzbetreibern erhoben.

und der Mindestlast (40 Prozent der Jahreshöchstlast) korrigiert werden. Da die maximale Bezugslast des Weiterverteilers in jedem Fall geringer ist als die Jahreshöchstlast des Weiterverteilers, ergibt eine Berechnung unter Zuhilfenahme von 40 Prozent der maximalen Bezugslast einen konservativen Schätzer für die installierte EE-Leistung beim Weiterverteiler.

Eine Abgrenzung besonders belasteter Netzbetreiber anhand eines Schwellenwerts, der die Parameter „Einspeisung aus dezentral installierter Leistung“ und „Jahreshöchstlast“ ins Verhältnis setzt, scheint im Grundsatz angemessen. In Bezug auf die einzelnen Kenngrößen besteht jedoch weiterer Plausibilisierungsbedarf: So konnten die Annahmen für die maximal zeitgleichen Einspeiseleistung in Höhe von 70 Prozent der installierten EE-Leistung und die Mindestlast in Höhe von 40 Prozent der maximalen Entnahmelast bisher nicht von den Netzbetreibern repliziert werden. Zusätzliche Plausibilisierungen sind darüber hinaus auch im Hinblick auf die Einstiegsformel und den Kurvenverlauf in Bezug auf die Ermittlung des Wälzungsbedarfs in Anhang 1 notwendig.

Offene Fragen bestehen zudem in Bezug auf die Ausführungen unter Randziffer 46: Aus der Formulierung „Die installierte Erzeugungsleistung einer oben genannten Erzeugungsanlage ist nur dann zu berücksichtigen, sofern der erzeugte Strom auch tatsächlich ins Netz eingespeist wird“ wird nicht klar, welche Anlagen konkret hier zu berücksichtigen sind. Da eine Abgrenzung schwierig ist, ist eine Konkretisierung erforderlich. Sofern hier lediglich gemeint ist, dass noch in Planung befindliche Anlagen nicht berücksichtigt werden sollen, sollte dies auch im Festlegungstext spezifiziert werden.

Bezüglich der zu berücksichtigenden maximal abgeregelten Leistung sollte noch konkretisiert werden, wie diese zu definieren ist. Aus Sicht des BDEW sollte die Zuordnung der maximal abgeregelten Leistung anhand der Netzebene des tatsächlich überlasteten Netzelementes erfolgen.

Weiterhin bleibt es erforderlich, die bestehende BNetzA-Übersicht über die Betroffenheit der Netzbetreiber, Bundesländer, etc. im weiteren Verfahren auf Basis aktueller Daten zu überprüfen. So soll eine bessere Transparenz darüber geschaffen werden, welche Netznutzer und welchen Gebieten Entlastungen erwarten können. Neben den durch die BNetzA beaufsichtigten Netzbetreibern sollten auch alle weiteren Netzbetreiber in den Darstellungen berücksichtigt werden, um ein realistisches Bild über die Auswirkungen des Wälzungsmechanismus zu erhalten.

Außerdem bleibt grundsätzlich festzustellen, dass die strukturelle Heterogenität (insb. regional stark ausgeprägte Einspeiseschwerpunkte) der Versorgungsaufgabe im vorgeschlagenen Verfahren nicht berücksichtigt ist. Strukturelle Heterogenität kann daher dazu führen, dass in großen Netzgebieten mit regionalen Einspeiseschwerpunkten, die korrespondieren

Netzausbaukosten im bisherigen Ansatz nicht gewälzt werden können. Dies widerspricht der intendierten Wirkung, energiewendebedingte Kosten bundesweit zu wälzen. Dieser Tatsache Rechnung zu tragen, würde zwar die Komplexität des von BNetzA gewählten Ansatzes deutlich erhöhen und die Ausgestaltung bedarf weiterer Überlegungen. Diese sollten aber im Rahmen des Festlegungsverfahrens unternommen werden. Andernfalls schlägt der BDEW vor, diese im Rahmen der geplanten Evaluierung aufzugreifen.

### **3 Ermittlung des Wälzungsbetrags**

Unter Randziffer 3 und 4 erläutert die BNetzA relevante Faktoren bei der Ermittlung des Betrags, den ein besonders belasteter Netzbetreiber wälzen kann. Die verursachungsgerechteste Grundlage bei der Ermittlung des Wälzungsbetrags ist die Ermittlung nach Spannungsebene.

Im Vergleich zum Eckpunkteentwurf wurde dabei erfreulicherweise klargestellt, nach welchen Kriterien die Netzkosten den einzelnen Ebenen zugeordnet werden. Der BDEW geht davon aus, dass die finale Ermittlung bzw. Bestätigung der Wälzungsbeträge im Rahmen der Prüfung des jeweiligen Regulierungskontos (im Jahr t+2) durch die BNetzA erfolgt (vorbehaltlich nachträglicher EOG-Änderungen). Eine entsprechende Aufgabe sollte für die Regulierungsbehörden im Beschluss verankert werden.

Es ist weiterhin wichtig, langfristig die Überprüfbarkeit der Kostenzuteilung sicherzustellen. Dies bedingt eine transparente Ermittlung der Wälzungsbeträge. Daher sollte eine jährliche Veröffentlichung der Eingangsparameter für die Berechnung der EKZ, die ermittelte EKZ und die netzbetreiberindividuellen Wälzungsbeträge jeweils je Netzebene für die betroffenen Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur erfolgen.

Neu im Vergleich zu den Eckpunkten ist der pauschale Korrekturfaktor in Höhe von 0,9, der dämpfend auf die errechneten Mehrkosten wirkt. Der BDEW kann die Überlegungen nachvollziehen, im Rahmen eines Korrekturfaktors mögliche Ungenauigkeiten bei der Berechnung der Wälzungsbeträge zu adressieren. Der Korrekturfaktor wirkt sich jedoch grundsätzlich mindernd auf den Wälzungsbetrag aus und erfüllt diesen Zweck daher erkennbar nicht. Die Festlegung auf den Wert 0,9 wirkt darüber hinaus willkürlich und sollte konkreter begründet oder verworfen werden.

Neu im Vergleich zu den Eckpunkten sind ebenfalls die Ausführungen zum Umgang mit sog. „anteilig betriebenen Spannungsebenen“. Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass ungerechtfertigte Vorteile für Netzbetreiber auch in besonderen Netzkonstellationen ausgeschlossen werden sollen. Die vorgeschlagene Vorgehensweise ist jedoch insbesondere für Netzbetreiber mit heterogenen und „gewachsenen“ Versorgungsaufgaben (z.B. Vielzahl

vorgelagerter VNB, verschiedene Konzessions-, Pacht- und Eigentumsverhältnisse etc.) mit erheblichem Aufwand verbunden.

Erneut weist der BDEW außerdem darauf hin, dass auf Basis des vorgeschlagenen Wälzungsmechanismus Tarifanomalien in der Kalkulation der Netzentgelte nicht ausgeschlossen sind. Grundsätze der Netzentgeltsystematik sollten durch das angestrebte Verfahren aber nicht berührt werden.

#### **4 Finanzierung**

Die Wälzung der EE-Netzkosten besonders belasteter Netzbetreiber über die bestehende Umlage nach § 19 (2) Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zu finanzieren und abzuwickeln, die unter Randziffern 6 und 7 dargestellt wird, bewertet der BDEW als schnell umsetzbaren Ansatz. Der Finanzierungsmechanismus ändert aber das Volumen und den Charakter der bestehenden § 19 (2)-StromNEV-Umlage maßgeblich. Vor dem Hintergrund der politisch angestrebten EE-Zubauziele ist zudem davon auszugehen, dass die EE-bedingten Netzkosten weiter steigen werden. Der BDEW weist daher darauf hin, dass Vertriebe, die aktuell Festpreisverträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr anbieten, die steigenden Umlageerhöhungen nicht mehr einpreisen können und die erhöhten Kosten entsprechend selbst tragen müssen. Hier sollte es eine adäquate und für alle Betroffenen akzeptable Übergangsregelung geben.

Durch die Wälzung der EE-Netzkosten über die § 19 (2)-StromNEV-Umlage wird nicht nur die regional unterschiedliche Kostenbelastung adressiert, sondern auch die Kostenbelastung zwischen Kundengruppen im Vergleich zur bisherigen Refinanzierung über die Netzentgelte verändert. Eine Begründung dafür, warum eine Mehrbelastung nichtprivilegierter Letztverbraucher sachgerecht ist, fehlt im Festlegungsentwurf bisher. Darüber hinaus kann mit einer Erhöhung der kWh-basierten Umlage ein Flexibilitätshemmnis einhergehen. Dies kann die Hebung vorhandener Flexibilitätspotenziale im Stromsystem erschweren (z.B. höhere Belastungen für Wärmepumpen und Elektromobilität). Ob langfristig die Nutzung des § 19 (2)-StromNEV-Mechanismus und eine reine Arbeitspreisbetrachtung die geeignete Lösung ist, gilt es im Weiteren im Rahmen der Evaluation in 2028 zu prüfen. Denn eine gerechte Netzkostenallokation und damit die Akzeptanz durch die Netznutzer ist ein Baustein für eine erfolgreiche Energiewende.

#### **5 Abwicklung**

In den Randziffern 5 bis 10 stellt die BNetzA die Abwicklung und die Durchführung des Plan-Ist-Abgleichs dar. Dabei ist aus Sicht des BDEW insbesondere auf die folgenden Aspekte zu achten:

Es muss sichergestellt sein, dass alle für das Thema notwendigen Werte im Rahmen des Melde- und Festlegungsprozesses einer Prüfung unterzogen werden. Wie oben in Abschnitt 3 bereits erwähnt, ist es pragmatisch, die angesetzte EOG, die Ermittlung der Kosten pro Netzebene und die finalen Wälzungsbeträge im Rahmen der Regulierungskontobescheidung durch die BNetzA zu prüfen. Da dies bisher im Entwurf noch nicht explizit genannt ist, sollte dies in den finalen Beschluss noch aufgenommen werden.

Außerdem sind die zum Antragszeitpunkt (01.10. im Jahr t-1) bereits feststehenden IST-Werte der Strukturdaten (installierte EE-Leistungen, Netzhöchstlasten, abgeregelte Leistungen, etc.), welche vor allem für die EKZ-Bestimmung aber auch für die Höhe der Wälzungsbeträge entscheidend sind, ebenfalls einer Prüfung zu unterziehen. Es soll damit ausgeschlossen werden, dass Unplausibilitäten oder auch Fehler in die Umlage einfließen, da nachträgliche Korrekturen der Umlage oder der Wälzungsbeträge nach Veröffentlichung der Umlage u.a. die Risiken bei den ÜNB erhöhen und somit inakzeptabel sind. Eine Prüfung der BNetzA nach dem 01.10. bis zur Veröffentlichung der Umlage wird jedoch aufgrund der engen Zeitschiene kritisch gesehen. Die Frist lässt keinen Spielraum für die bilaterale Klärung von Fragen oder Unklarheiten zu. Damit keine neue Abfrage generiert werden muss, schlägt der BDEW daher vor, dass der Antrag vorgezogen und ausschließlich mit Strukturdaten (ohne Kostenbestimmung) bereits vorab **zum 01.09.** im Jahr t-1 an die zuständige Regulierungsbehörde versendet wird. Alternativ könnte der Antragszeitpunkt vorverlegt werden, weil mit Abgabe der Anträge zum KKAuf und der Veröffentlichung des VPI alle EOG-(Plan-)Ansätze für das kommende Bezugsjahr feststehen sollten. Zur effizienteren Gestaltung des Prozesses und zur Sicherstellung der Datenqualität schlägt der BDEW vor, auf eine Meldung der Wälzungsbeträge von den VNB an ÜNB zu verzichten und lediglich eine Meldepflicht „VNB an zuständige Regulierungsbehörde“ in Form der Meldungen (Wälzungsbeträge getrennt nach VNB und Regelzone) vorzusehen. Die BNetzA leitet anschließend eine aggregierte Zusammenfassung dieser von ihr geprüften Meldungen (Wälzungsbeträge getrennt nach VNB und Regelzone) bis zum 15.10. an die ÜNB weiter.

Mindestens sollten die Strukturparameter ebenfalls im Rahmen der Regulierungskontobescheidung überprüft und plausibilisiert werden. Da diese Prüfung dann nachgelagert wäre, ggf. zu größeren nachträglichen Korrekturen führen könnte und eine Prüfung unabdingbar ist, wird eine Überprüfung vor der Ermittlung der Umlage stark präferiert.

Im Rahmen der für das Jahr 2028 vorgesehenen Evaluierung der Regelungen sollten auch die hier aufgeführten Prüfmechanismen evaluiert und mit Blick auf den Bedarf ggf. nachgeschärft werden.

Die EOG für ein Jahr t ist erst klar, sobald die Prüfung der BNetzA bzw. der Landesregulierungsbehörden des Regulierungskontos abgeschlossen ist. Aktuell streckt sich der Plan-Ist-

Abgleich der Erlösbergrenzen in der Regel über mehrere Jahre (Grundlage ist eine beschiedene und „gerichts-feste“ EOG des Jahres, inkl. Regulierungskonto). Voraussetzung für die Anpassung des Wälzungsbetrages im Jahr  $t+3$  (Rz. 10) ist jedoch eine beschiedene Erlösbergrenze. Im Beschlussentwurf wird nicht klar, ob und wie mit nachträglichen Änderungen der EOG nach einem Regulierungskontoantrag bzw. -bescheid umgegangen wird. Da nach Abschluss des ersten Plan-Ist-Abgleichs nur noch mit unwesentlichen Korrektur-/Nachholbeträgen zu rechnen ist, ist es im Hinblick auf das Aufwand-Nutzen-Verhältnis zielführend, diese über das Regulierungskonto des jeweiligen VNB zu wälzen. Dies ist sinnvoll u.a. auch für Fälle, wenn VNB die Privilegierung zur Wälzung der Kosten verlieren sowie für ein mögliches Ende der Umlage.

Die Erstattung der Wälzungsbeträge sollte sich vollständig in den bereits bestehenden Umlageprozess fügen (Vergleiche hierzu auch den „Leitfaden zum § 19 (2) StromNEV-Umlagemechanismus“ des BDEW). Insbesondere sind die Erstattungsbeträge von ÜNB an VNB korrelierend mit den Umlageeinnahmen, d.h. im Monat  $m$  für den Monat  $m-1$  zu erstatten, da ansonsten die ÜNB in Vorleistung treten müssen.

## 6 Perspektive

Für die Akzeptanz der Energiewende ist eine sachgerechte Verteilung von Transformationsbedingten Mehrkosten im Bereich der Stromnetze eine notwendige Voraussetzung. Mit den vorliegenden Eckpunkten adressiert die BNetzA zunächst die wichtige Frage der EE-bedingten Netzkosten und deren Verteilung innerhalb Deutschlands mit einem pauschalen und vereinfachenden Ansatz. Der Ausbau erneuerbarer Energien ist jedoch nur ein Baustein in der Transformation hin zur Klimaneutralität. Auch bei der hinzukommenden Belastung der Netzbetreiber durch die Elektrifizierung anderer Sektoren – wie beispielsweise Wärme und Verkehr – muss zukünftig eine sachgerechte Verteilung im Mittelpunkt der Diskussion stehen. Erforderlich ist hierfür eine breitere Überarbeitung der Netzentgeltsystematik, in die sich die EE-Kostenwälzung nur als ein Baustein einfügt.

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die gemäß Randziffer 11 geplante Evaluierung der EE-Kostenwälzung in 2028. Unklar ist bisher noch, welche konkreten Ableitungen sich aus der Evaluierung ergeben sollen. Der BDEW spricht sich dafür aus, dass alle betroffenen Stakeholder in den Prozess der Evaluierung einbezogen werden und die Ergebnisse der Evaluierung transparent gemacht werden. Bei Bedarf sollte die Festlegung auf Basis der Evaluierung überarbeitet werden. Neue, aus der Evaluierung abgeleitete Regelungen, sollten möglichst bereits zum Start der neuen Regulierungsperiode 2029 gelten. Anpassungen sollten frühzeitig vorher feststehen, um eine branchenweite Umsetzung zu ermöglichen.

Die BNetzA sollte darüber hinaus bereits jetzt und in Zukunft regelmäßig abschätzen, wie sich die Zahl der belasteten Netzbetreiber, die Summe der zu wälzenden EE-Netzkosten und das Volumen des Umlagebetrags in den kommenden Jahren voraussichtlich entwickeln werden. Nur so können sich abzeichnende Entwicklungen früh erkannt und adressiert werden.

Grundsätzlich kann der vorliegende Vorschlag zur EE-Kostenwälzung nur der erste Schritt einer umfassenderen Netzentgeltreform sein, um das System für die weiteren Anforderungen der Energiewende fit zu machen und eine sachgerechte Verteilung von energiewende- und transformationsbedingten Netzkosten sicherzustellen. Zu adressierende Herausforderungen sind hier insbesondere die gerechte Verteilung weiterer Transformationskosten sowie die Berücksichtigung der Prinzipien der Kostenreflexivität, der Verständlichkeit und der Marktneutralität in der Netzentgeltssystematik.