Bundesnetzagentur

Aktenzeichen: BK8-24-001-A

Beschlusskammer 8

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) und i), S. 5 EnWG

wegen **der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden	Karsten Bourwieg,
den Beisitzer	Wolfgang Wetzl
und den Beisitzer	Bernd Petermann,

am 28.08.2024 beschlossen:

1. [1]Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG (im Folgenden: Netzbetreiber), die in einem besonders hohen Maß von der Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG (im Folgenden: EE-Anlagen) betroffen sind, können einen finanziellen Ausgleich nach den Bestimmungen dieser Festlegung für die hierdurch entstandenen Mehrkosten erhalten. [2]Dies gilt nicht für Netzbetreiber, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die anderweitig von der Anwendung der ARegV ausgeschlossen sind.

2. [1]Ein Netzbetreiber ist in einem besonders hohen Maß von der Integration von EE-Anlagen betroffen, wenn die Erneuerbare-Energien-Kennzahl (EKZ) den Schwellenwert von 2 überschreitet.

$$EKZ_{t-2,i} > 2$$

[2]Die Erneuerbare-Energien-Kennzahl ist gesondert für jede vom Netzbetreiber betriebene Netz- und Umspannebene durch diesen separat wie folgt zu ermitteln:

$$EKZ_{t-2,i} = \frac{I_{i+v}^{EE} + r_{i+v} - aL_i}{L_i^{Entnahme}}$$

[3]Dabei gilt:

$I_{i+v}^{EE} + r_{i+v} - aL_i$	*Installierte Erzeugungsleistung aller EE-Anlagen der Ebene i und aller eigenen nachgelagerten Netzebenen v, erhöht um die zeitungleiche maximale Rückspeiselast r aller fremden nachgelagerten Netzebenen in die Ebene i, reduziert um die maximal abgeregelte Leistung aL, die der Netzbetreiber eigens zu verantworten hat der Ebene i, im Kalenderjahr t-2.*
$L_i^{Entnahme}$	*Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus einer Ebene i im Kalenderjahr t-2*

3. Der Anteil für die durch die Integration von EE-Anlagen nach dem § 3 Nr. 1 EEG entstandenen Mehrkosten (AMK) in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene ist nach der folgenden Formel zu bestimmen:

$$AMK = \frac{0{,}7 * EKZ_{t-2;i} - 1{,}4}{0{,}7 * \ EKZ_{t-2;i} - 0{,}4}, wenn\ EKZ_{t-2;i} > 2$$

4. [1]Die Mehrkosten (MK), welche durch die Integration von EE-Anlagen in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene gewälzt werden können, werden durch die Multiplikation des zuvor ermittelten Faktors (AMK) mit den Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene bestimmt. [2]Die errechneten Mehrkosten sind mit einem Faktor von 0,9 zu multiplizieren (Korrekturfaktor):

$$MK = AMK * EO_{t;\,i} * 0{,}9$$

[3]Dabei gilt:

$EO_{t,i}$ *Die Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene exklusive der intern gewälzten Kosten auf Grundlage der Erlösobergrenze für das folgende Kalenderjahr t abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nach § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 4 und 8 ARegV*

[4]Grundlage bildet die angepasste Erlösobergrenze nach § 4 ARegV für das Kalenderjahr t, welche gemäß den Vorgaben der StromNEV über die Kostenträgerrechnung verursachungsgerecht auf die betriebenen Netz- und Umspannebenen aufzuteilen ist. [5]Die Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene sind abzüglich der vorgelagerten und vermiedenen Kosten und ohne die intern gewälzten Kosten heranzuziehen. [6]Die auf diese Weise für die jeweilige einzelne Netz- oder Umspannebene bestimmten Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen ergeben in Summe einen Wälzungsbetrag. [7]Die Kostenträger des konventionellen Messstellenbetriebs bleiben bei der Bestimmung des Wälzungsbetrags unberücksichtigt.

5. [1]Die nach Ziffer 1. betroffenen Netzbetreiber sind berechtigt, ihren individuellen Wälzungsbetrag jährlich bis spätestens zum letzten Werktag vor dem 15.10. des Kalenderjahres t-1 an den jeweiligen regelzonenverantwortlichen Betreiber von Übertragungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 10 EnWG (im Folgenden: Übertragungsnetzbetreiber) zu melden. [2]Sofern ein Netzbetreiber in mehreren Regelzonen tätig ist, ist der Wälzungsbetrag nach dem gemeldeten Stromabsatz je Regelzone zu schlüsseln und den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern nur der anteilige Wälzungsbetrag mitzuteilen.

a. [1]Dabei ermitteln die Netzbetreiber den nach Ziffer 2. bis 4. zu bestimmenden Wälzungsbetrag unter Verwendung des Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV (im Tabellenblatt für die „Kostenträgerrechnung“. und „EE-Kostenwälzung“.). [2]Anpassungen oder Korrekturen der nach Ziffer 5. gemeldeten Werte sind nach dem in Satz 1 genannten Stichtag nicht mehr möglich.

b. Führt ein betroffener Netzbetreiber die Meldung gemäß Ziffer 5. nach dem in Satz 1 genannten Stichtag durch, entfällt für das Kalenderjahr t die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber nach Ziffer 6. dem meldenden Netzbetreiber seinen Wälzungsbetrag zu erstatten.

c. Die Netzbetreiber haben den ermittelten Wälzungsbetrag für das Kalenderjahr t um eventuelle Anpassungsbeträge aus dem Plan-Ist-Abgleich ihres Regulierungskontos gemäß Ziffer 10. zu korrigieren.

d. [1]Die Netzbetreiber, die die Meldung nach Ziffer 5. vornehmen möchten, haben den ermittelten Wälzungsbetrag spätestens zum 01.10. des Kalenderjahres t-1 der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen. [2]Hierzu ist der Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV an die jeweils zuständige Regulierungsbehörde zu übermitteln.

6. [1]Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung haben die nach Ziffer 5. gemeldeten individuellen Wälzungsbeträge den nach Ziffer 1. betroffenen Netzbetreibern zu erstatten. [2]Sie haben diese Zahlungen durch Verrechnung untereinander auszugleichen. [3]Die daraus resultierenden Kosten können als „Aufschlag für besondere einspeiseseitige Netznutzung“ auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden. [4]Im Übrigen sind auf diesen Aufschlag für besondere einspeiseseitige Netznutzung die Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 15 2. HS und S. 16 StromNEV entsprechend anzuwenden.

7. [1]Der Aufschlag nach Ziffer 6. und der Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV können gegenüber den Netznutzern gemeinsam als „Aufschlag für besondere Netznutzung“ abgerechnet werden. [2]Die Beiträge aus beiden Mechanismen für das Kalenderjahr t sind von den Übertragungsnetzbetreibern zum 25.10. des Kalenderjahres t-1 unter www.netztransparenz.de getrennt auszuweisen.

8. [1]Die Erstattung der nach Ziffer 6. im Kalenderjahr t-1 gemeldeten Wälzungsbeträge hat innerhalb einer Zeitspanne von zwölf Monaten zu erfolgen. [2]Die Erstattung kann monatlich in Höhe von 1/12 des individuellen Wälzungsbetrages an den jeweils betroffenen Netzbetreiber erfolgen.

9. [1]Die Entgeltbildung sowie die Verprobung der nach Ziffer 1. betroffenen Netzbetreiber für das Kalenderjahr t erfolgt im Kalenderjahr t-1. [2]Die für jede Netz- und Umspannebene getrennt ermittelten individuellen Wälzungsbeträge nach Ziffer 7. verringern die in der Entgeltbildung und Verprobung anzusetzenden Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene. [3]Die verringerten Kosten einer Netz- oder Umspannebene werden nach den Grundsätzen des Abschnitts 3 der StromNEV in Entgelte umgesetzt.

10. [1]Differenzen zwischen dem Wälzungsbetrag, der unter Zugrundelegung der nach § 4 ARegV angepassten Erlösobergrenze für das Kalenderjahr t seitens des Netzbetreibers ermittelt wurde, und dem Wälzungsbetrag, der sich unter Zugrundelegung der im Nachgang im Rahmen des Regulierungskontos geprüften Erlösobergrenze für das Kalenderjahr t ergibt, sind im Rahmen des Regulierungskontos festzustellen. [2]Diese Differenzen fließen jedoch nicht in den Saldo des Regulierungskontos ein, sondern mindern oder erhöhen bei Vorliegen eines genehmigten Regulierungskontosaldos des Kalenderjahres t den Wälzungsbetrag für das Kalenderjahr t+3 (siehe Ziffer 5.c.).

11. Die Festlegung ist nicht befristet. Sie wird im Jahr 2028 einer Evaluierung unterzogen, welche bis zum 30.06.2028 abgeschlossen sein soll.

12. Die Verfahrensvorschriften in der Ziffer 5. d) berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern im Sinne der Ziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

Gründe

I.

1 Die Beschlusskammer trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung zur Kostenentlastung von Verteilernetzbetreibern, die besondere Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorweisen und bundesweiten Ausgleich der entsprechenden Kosten.

1. Hintergrund der Festlegung

2 Netzbetreiber stehen vor der Herausforderung, ihre Netze an die sich im Zuge der Energiewende verändernde Erzeugungslandschaft anzupassen. Diese waren ursprünglich für ein Energieversorgungssystem mit verbrauchsnah errichteten konventionellen Kraftwerken ausgelegt, die üblicherweise an das Höchst- oder Hochspannungsnetz angeschlossen sind, aus denen auch die niedrigeren Spannungsebenen mit Strom versorgt werden. Um die zunehmend in den unterlagerten Netzebenen räumlich weit verteilte Einspeisung durch Anlagen zur Elektrizitätserzeugung aus EE-Anlagen nutzbar zu machen, müssen die Kapazitäten der Verteilernetze für den Ab- und Weitertransport des unterhalb der Höchstspannungsebene erzeugten Stroms vielfach stark ausgebaut werden. Dies verursacht zusätzliche Netzkosten durch Ausbau und Digitalisierung der Verteilernetze. Weitere Netzkosten entstehen aus Entschädigungen für Redispatch-Maßnahmen, die in deutlich erhöhtem Maße erforderlich seien werden, solange der bedarfsgerechte Ausbau der Netze noch nicht erreicht ist. Die Planung und Errichtung von EE-Anlagen erfolgt auch auf Verteilernetzebene sehr viel schneller als der zur Aufnahme und Verteilung erforderliche Netzausbau. Die Planungs- und Genehmigungsverfahren für Verteilernetze liegen in alleiniger Zuständigkeit der Bundesländer.

3 Alle Netzkosten werden nach § 15 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 StromNEV von den Netzbetreibern über Netzentgelte refinanziert. Die jährlichen Netzentgelte richten sich gemäß § 17 StromNEV nach der Entnahmestelle der elektrischen Energie. Somit werden auch die Kosten aus Maßnahmen für die Integration von EE-Anlagen über die Netzentgelte in den jeweiligen Netzregionen getragen. Während die Energiewende eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist und die hiermit einhergehenden Investitionen in die Netze auch zum Transport der Energie hin zu den Übertragungsnetzen für eine Vermarktung in nationalen und europaweiten Elektrizitätsmärkten der allgemeinen und

möglichst CO2-armen Deckung des Energiebedarfs dient, verteilen sich die daraus resultierenden Kosten aktuell jedoch nicht gleichmäßig auf alle Netznutzer bundesweit.

4 Dies ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen. Zunächst ist der Ausbaubedarf nicht in allen Netzen gleich hoch, weil die Möglichkeiten für EE-Einspeisung geographisch stark variieren. So wird Windenergie vorwiegend im Norden erzeugt und in die dortigen Netze eingespeist. Großflächiges Freiflächen-PV siedelt sich aktuell in den überwiegend ländlichen Regionen deutlich überproportional an.

5 Dies korrespondiert nicht durchgängig mit der Höhe oder Entwicklung der Entnahmelast. In Gebieten mit einer vergleichsweise geringen Entnahmelast bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung entsteht ein Überschuss an EE-Strom, der in Form von Rückspeisungen in andere Netzgebiete abtransportiert werden muss. Auch dies erfordert Netzausbau bzw. kann Engpassmanagement erforderlich machen und führt zu zusätzlichen Netzkosten. Je geringer dabei die Verteilungsbasis auf Seiten der Netznutzer in dem entsprechenden Netzgebiet, desto höher ist ihr zu tragender Anteil an den Netzkosten der EE-Integration und umso spürbarer sind die Netzentgeltveränderungen daraus. Im Ergebnis führen diese Faktoren dazu, dass die Netzentgelte – und damit mittelbar auch die Stromkosten – in den betroffenen Netzgebieten merklich höher sein können als in anderen Regionen Deutschlands.

6 Die Kosten des Netzausbaus für die Integration von EE-Erzeugung treffen somit Netznutzer in bestimmten Netzregionen mehr als in anderen Regionen. Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften wird die Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde unionsrechtskonform ausgestaltet. Mit Blick auf die Aufhebung der Entgeltverordnungen räumt der Gesetzgeber der Regulierungsbehörde weitreichende Festlegungskompetenzen für die Kernbereiche der Netzentgeltregulierung ein. Gleichzeitig schafft er für verschiedene Themen konkrete Rechtsgrundlagen, wie bspw. für Entscheidungen zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner oder einer Gruppe von Netzbetreibern, vgl. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) EnWG

7 Vor diesem Hintergrund und auf dieser Grundlage hat die Beschlusskammer diese Festlegung erlassen, nach deren Maßgaben Netzbetreiber, die besondere Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorweisen, entlastet und die entsprechenden Kosten verteilt

werden. Die vorgesehene Entlastung hat dabei lediglich besondere Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Blick, die über das seitens der Netzbetreiber übliche Maß an Kosten zur Integration von EE-Anlagen oder anderer Maßnahmen aufgrund der Energiewende hinausgehen.

8 Die vorliegende Regelung umfasst somit gerade keine Umverteilung aller Kosten die in Zusammenhang mit der Energiewende stehen. Die Frage, inwieweit die derzeitige Netzentgeltsystematik einer Anpassung aufgrund der Energiewendeentwicklungen bedarf, ist ebenfalls nicht Gegenstand dieser Festlegung. Ebenfalls nicht umfasst sind gesamtwirtschaftliche Fragestellungen, die mit den unterschiedlichen Aspekten, z. B. lastseitige Effekte durch Elektrifizierung von Produktionsprozessen, der Energiewende einhergehen. Erkenntnisse darüber, dass andere energiewendebedingten Kosten zu einer vergleichbar besonderen Kostenbelastung einzelner Netzbetreiber führen, liegen derzeit nicht vor.

9 Zur Erreichung einer größeren Verteilungsgerechtigkeit bei der Bildung der Netzentgelte soll eine Methodik zur Ermittlung der sog. Mehrkosten aus der Integration von erneuerbarer Energien festgelegt werden, die den Betroffenen im relativen Vergleich zu anderen Netzbetreibern entstehen.

2. Eckpunktepapier und erste Konsultationsphase

10 Die Beschlusskammer hat am 01.12.2023 auf Ihrer Internetseite Eckpunkte einer Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien veröffentlicht und die Grundzüge des geplanten Modells zur Konsultation gestellt.

11 Die berührten Wirtschaftskreise hatten bis zum 31.01.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme. Insgesamt sind 102 Stellungnahmen eingegangen. Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Alle Stellungnahmen sind veröffentlicht unter https://bundesnetzagentur.de → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Netzentgelte → Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen.

a. Allgemeine Hinweise

Trotz überwiegender grundsätzlicher Zustimmung zu dem angehörten Eckpunktepapier wurde darauf hingewiesen, dass es zusätzlicher Maßnahmen zur Sicherstellung der Investitionssicherheit bedürfe. Der Vorschlag könne nur ein erster Schritt bzw. eine Übergangslösung sein.

Zudem wurde angemerkt, dass die Regulierung der Energienetze in Deutschland auf der Basis der Anreizregulierung erfolge, die wiederum auf den Kosten des jeweiligen Netzbetreibers basieren würde. Dabei würden die Erlösobergrenzen kostenverursachungsgerecht gebildet und mit einem Anreizsystem zur effizienten Leistungserstellung verknüpft. Kosteneffizienz sei dabei der oberste Maßstab. Eine Verteilung von Kosten zwischen den Netzbetreibern sei dagegen nicht kostenverursachungsgerecht und gehöre nicht zum Wesen des deutschen Regulierungssystems. Dies würde die eigentliche Zielsetzung der Regulierung, nämlich unternehmensindividuelle kosten- und damit verursachungsgerechte Netzentgelte zu bestimmen, auch überfrachten. Das zentrale Ziel der Anreizregulierung, Effizienzanreize zu setzen und unternehmensspezifische Netzentgelte zu bestimmen, würde zumindest in Teilen konterkariert.

Bei der Umverteilung von Mehrkosten im Netzbereich infolge der Energiewende handele es sich um eine gesamtgesellschaftliche Problemstellung, die nicht durch die Regulierung gelöst werden könne. Einen objektiv gerechten und ökonomisch begründeten Verteilungsmaßstab dieser Mehrkosten, den sich die Energienetzregulierung zu eigen machen könnte, gebe es nicht.

Die Kosten des Klimaschutzes und der Energiewende seien zudem vielfältig. Unterschiedlich stark steigende Netzkosten seien nur ein Aspekt. Eine Wälzung dieser Kosten auf alle Kunden führe lediglich dazu, dass andere Gruppen, die andere Kosten der Energiewende tragen, durch die Wälzung zusätzlich belastet werden.

Darüber hinaus wurde angezweifelt, dass die beabsichtigte Festlegung in den zulässigen Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur falle. Die geplante Festlegung gehe jedenfalls über den bisherigen regulatorischen Regelungsbestand, so dass die Bundesnetzagentur zu einem „politischen Akteur“ werde.

b. Ziel der geplanten Festlegung

In den Stellungnahmen wurde angeregt, dass die Regulierungskompetenz nach § 21 EnWG alle energiewendebedingten Netzkosten einbeziehen sollte. Die ausschließliche Betrachtungsweise der erneuerbaren Energien sei zu einseitig und diskriminierend. Lastseitige Effekte (Ladesäulen, Wallboxen, Wärmepumpen etc.) müssten auch berücksichtigt werden. Es sollten zudem auch die Netzintegrationen der Sektorenkopplung und damit verbundene Erweiterungsinvestitionen berücksichtigt werden, die z.B. in Ballungsräumen mit Blick auf die Elektromobilität anfallen.

Weiterhin wurde angebracht, dass das in den Eckpunkten vorgestellte Modell nicht das gewünschte Ergebnis einer weitgehenden Angleichung der Netzentgelte erreichen würde.

c. Transparenz der wirtschaftlichen Auswirkungen

In den Stellungnahmen wurde mehrfach gefordert, die wirtschaftlichen Auswirkungen noch transparenter darzustellen, insbesondere die Auswirkungen auf die MS-Kunden sowie HS-Kunden mit 1.500 bzw. 4.000 Benutzungsstunden seien zu ergänzen. Des Weiteren wurde kritisiert, dass die Auswirkungen auf den Wälzungsbetrag der betroffenen Verteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden nicht nachvollziehbar seien.

Zudem müsse berücksichtigt werden, dass auf die Umlage nach § 19 StromNEV die Umsatzsteuer von 19% hinzugerechnet wird. Dies sollte transparent kommuniziert werden.

Ebenfalls solle die Entlastungsseite und die Wirkung in den vorgelagerten Spannungsebenen transparent dargestellt werden. Dabei müssten die Umlagen einzeln ausgewiesen werden als auch die Berechnungsgrundlage für die Ermittlung des Umlagevolumens offengelegt werden. Es wurde zudem darauf hingewiesen, dass klare Vorgaben für die Vertriebe notwendig seien, damit eine einheitliche Information über die Entlastung bundesweit erfolgen kann.

d. Netzentgeltsystematik

In den Stellungnahmen wurde zudem darauf hingewiesen, dass es perspektivisch weiterer Reformschritte bei der Netzentgeltsystematik bedürfe, um die Netzentgelte stärker auf die wachsenden Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien auszurichten. Industrieausnahmen sollten ebenfalls nicht über Umlagen auf die privaten Verbraucher verteilt werden.

Auch die Folgen der mit der geplanten Festlegung veränderten Netzentgeltstruktur auf die Konzessionsabgabe seien zu betrachten.

Schließlich wurde darauf aufmerksam gemacht, dass es zu Tarifanomalien in der Kalkulation der Netzentgelte kommen könne. Davon ist üblicherweise die Rede, wenn eine nachgelagerte Netzebene ein günstigeres Netzentgelt ausweist, als die vorgelagerte Netzebene.

e. Regionale Heterogenität

Es wurde vorgetragen, dass die Versorgungsaufgabe (regionale Last- und insb. Einspeiseschwerpunkte) gänzlich unberücksichtigt bleibe, da sie durch einen einheitlichen Parameter je Versorgungsgebiet nicht abgebildet werden könne. Die Herleitung der EE-bedingten Mehrkosten sei in solchen (Netz-) Gebieten nicht möglich, in denen Last und Einspeisung signifikante regionale Unterschiede aufweisen. Es solle daher geprüft werden, ob mit dem vorgeschlagenen Verfahren dennoch eine gerechte Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten erreicht werden kann. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass Schwerpunktgebiete der EE-Einspeisung im Westen Deutschlands im vorgeschlagenen Ansatz trotz erheblichen Netzausbaus nicht entlastet würden.

Monetären Standortvorteile durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, wie hohe Pachteinnahmen, steigende Gewerbesteuer etc. blieben bei dem Modell ferner außer Betracht. Betrachte man die Salden der EEG-Zahlungsströme, sei erkennbar, dass die Gebiete, deren Netzkosten nun gewälzt werden, deutlich positive Salden aus den EEG-Zahlungen haben. Mittelfristig können diese Regionen durch das starke Angebot von „grünem“ Strom einen Vorteil im Standortwettbewerb erhalten. Eine reine Betrachtung der Kostennachteile für die Verteilernetze greife im komplexen System der Energiewende deutlich zu kurz.

f. linearer Ansatz

Alternativ wurde die Ermittlung der Mehrkosten über einen angemessenen spezifischen Entlastungsbetrag in € pro KW installierter EE-Leistung vorgeschlagen, da dieser Vorschlag einfacher umzusetzen und treffgenauer sei.

g. Finanzierung

Hinsichtlich der Finanzierung der Kosten aus der Integration der EE-Anlagen wurden unterschiedliche, alternative Vorschläge unterbreitet. Dabei wurde bemängelt, dass diese in den Eckpunkten nicht abgewogen worden seien.

i. Bundeseinheitliche Netzentgelte

Es wurde vereinzelt eine komplette Angleichung der Netzentgelte vorgeschlagen und auf die bereits erfolgte Angleichung der Übertragungsnetzentgelte hingewiesen. Hierdurch entstehe erheblich weniger Bürokratieaufwand.

Eine bundesweite Wälzung über die jeweilige Spannungsebene wurde ebenfalls zur Diskussion gestellt.

ii. Einspeiseentgelte

Ebenfalls wurde sich dafür ausgesprochen, dass die Einspeisekapazität einen Preis bekommt und entsprechend ein Einspeisekapazitätsmarkt eingeführt wird. Bidirektionale höchstlastbezogene Kostenwälzungen stellten das heutige pauschalisierte Top-Down-Prinzip in Frage. Auch die Einspeisung verursache Teile der Netzkosten.

iii. Bundesmittel

Um eine generelle Entlastung der Strompreise zu garantieren wurde angeregt, den Einsatz öffentlicher Bundesmittel zur Refinanzierung der Entlastung zu prüfen. Darüber hinaus wurde geraten, angesichts der entfallenen Bundeszuschüsse für die Übertragungsnetzentgelte und

absehbar weiter steigenden Netzentgelten ein gestuftes Finanzierungsmodell in Verbindung mit einer zeitlich befristeten, subsidiären staatlichen Absicherung über ein Amortisationskonto des Bundes als Dämpfungsmechanismus in die methodischen Überlegungen einzubeziehen. Alternativ dazu könne eine direkte Bezuschussung aus Steuermitteln im Rahmen der generellen Evaluation und Nachsteuerung der Netzentgeltsystematik in Betracht gezogen werden.

h. Datengrundlage / Datenvalidierung

In den Stellungnahmen wurde ebenfalls gefordert, dass die Datengrundlagen und Berechnungsmethoden rechtzeitig veröffentlicht und präzise definiert werden, da die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen derzeit nicht gegeben sei.

Ebenfalls wurde darauf hingewiesen, dass eine valide Datengrundlage essentiell sei und die Daten daher im Verfahrensverlauf noch einmal auf Basis wissenschaftlicher Untersuchungen zu überprüfen seien. Die Eignung der verwendeten Größen solle im weiteren Konsultationsprozess offen zur Diskussion gestellt werden.

Empfohlen wurde zudem die Entwicklung einer digitalen Lösung für die Abwicklung der Regulierungsverfahren, um die Belastbarkeit der Daten zu erhöhen.

Weiterhin wurde darauf hingewiesen, dass die Jahreshöchstlast keine möglichst wenig schwankende Kenngröße sei. Die Eignung der zu verwendenden Eingangsgrößen solle im weiteren Konsultationsprozess daher ergebnisoffen diskutiert werden.

Darüber hinaus wurde kritisiert, dass die angegebene Formel keine Gleichheit erfülle. Die Werte der Zeitreihen „Rückspeisung“ (maximale Rückspeisung RSmax), „dezentrale Einspeisung“ (maximale Einspeiseleistung ELmax) und „Entnahme“ (Mindestlast ML) würden mit unterschiedlichen Zeitstempeln in einer Gleichung dargestellt. Dabei habe man maximale bzw. minimale Werte von Zeitreihen in einer Gleichung in

Zusammenhang gebracht, der nur zufällig existiere. Die Zeitpunkte dieser maximalen bzw. minimalen Werte würden jedoch in der Regel voneinander abweichen.

i. Methodische Risiken

Zudem wurde auf die Gefahr der Entwicklung von Optimierungsmodellen hingewiesen, was zu komplexen Prüfprozessen führen könne. Es entstehe für Netzbetreiber der Anreiz eine möglichst hohe EKZ zu erreichen, um so einen möglichst hohen Kostenanteil weitergeben zu können. Dies wiederrum könne Anreize zur strategischen Optimierung und zur Netzzersplitterung setzen.

Eine Wälzung von Kosten führe weiterhin zu Effizienzverlusten, weil die Ausbaukosten sozialisiert werden und dadurch der Anreiz eines kosteneffizienten Ausbaus sinke.

In vielen Fällen entlaste man zudem Netzbetreiber, die keine besonders hohen Netzentgelte aufweisen. Es könne ein ungewollter Anreiz für Objektnetzbetreiber bzw. geschlossenen Verteilnetzbetreiber entstehen, die Einspeise-Umspannwerke errichten und betreiben. Diese neuen Akteure könnten von den geplanten Regelungen der Kostenwälzung profitieren, obwohl sie in das Netzentgeltsystem der VNB gar nicht eingebunden seien.

Ferner komme es zu Verzerrung der EKZ in den Fällen, in denen ein Netzbetreiber die übergelagerte Spannungsebene nur anteilig betreibe.

j. Schwellenwert

Die Sachgerechtigkeit des Schwellenwertes wurde ebenso wie die Parametrierung der Herleitung der maximalen zeitgleichen Einspeiselast (70%) sowie der Mindestlast (40%) hinterfragt. Es fehle an einer Begründung für die Herleitung und es sei nicht nachvollziehbar dargelegt worden, warum der vorgeschlagene Ansatz einem linearen Ansatz vorzuziehen sei. Außerdem führe eine gemeinsame Betrachtung von PV- und Onshore-Windeinspeisung zu deutlich geringeren Werten für die maximale gleichzeitige EE-Einspeisung. Dieser Mangel sei zu beheben. Zu

prüfen sei auch, ob weitere Energieträger wie beispielsweise Biomasse oder Laufwasser berücksichtigt werden sollten.

Ebenfalls angemerkt wurde, dass die Mindestlast in Höhe von 40% der Jahreshöchstlast nicht für jeden Netzbetreiber repräsentativ sei und daher individuell ermittelt werden sollte.

Außerdem unterscheide sich die Betriebsmittelbelastung durch die Integration der EE-Erzeugung in den Netzebenen. So verursache beispielsweise die Integration von großen EE-Anlagen eine hohe punktuelle Belastung der Betriebsmittel und habe in den hohen Ebenen einen früheren Netzausbau zur Folge. Je höher die Netzebene sei, desto höher sei der Ausbaubedarf. Eine einheitlicher Schwellenwert trage diesem Umstand nicht Rechnung. Das Modell müsse daher eine Bandbreite von Schwellenwerten berücksichtigen.

Es wurde schließlich angeregt, diese Annahmen maximalen Einspeiselast und der Mindestlast jedenfalls turnusmäßig zu aktualisieren.

k. Begrenzung des Wälzungsvolumens

Um der Gefahr einer Besserstellung der Netznutzer und Letztverbraucher in Netzgebieten mit hoher dezentraler Einspeiseleistung entgegenzuwirken wurde vorgeschlagen, das Volumen der zu verteilenden Kosten in sachgerechter Weise zu begrenzen. Dabei sei es denkbar, die Berechtigung zur Kostenwälzung auf diejenigen Verteilernetzbetreiber zu beschränken, die über mehrere Jahre hinweg betroffen seien. Ebenso wurde vorgeschlagen, die Ausgangshöhe der Netzentgelte als weiteres Kriterium zu etablieren, um die Höhe der Umlage langfristig zu begrenzen oder den Schwellwert für die Entlastung so zu verändern, dass nur Netzbetreiber entlastet werden, die auch tatsächlich besonders hohe Netzentgelte aufweisen. Die Netzentgelte bei den Haushaltskunden seien dabei als geeignete Kennzahl anzusehen.

Alternativ wurde der Vorschlag unterbreitet, eine Abmilderung der harten Schwelle mittels einer anteiligen Kostenwälzungsberechtigung in definierten

Intervallen vorzunehmen, beispielsweise 90 Prozent der zusätzlichen Kosten zu wälzen, bei Erreichen einer Kennziffer von 1,95.

Darüber hinaus wurde angemerkt, dass eine über das gesamte Wertespektrum hinweg stetig verlaufende Funktion nicht unterstellt werden könne. Probleme mit der Spannungshaltung könnten bereits bei wesentlich geringeren Rückspeiseleistungen entstehen. Der Grenzwert der EKZ von 200% sei daher deutlich zu hoch angesetzt. Die Kosten würden nicht über das gesamte Lastspektrum kontinuierlich bzw. stetig verlaufen. Die Anlagen und Leitungen hätten eine Kapazität, für die sie ausgelegt wurden. Wird diese Kapazität (z.B. durch Rückspeisung) überschritten, entstünden "sprunghaft" erhebliche Kosten für Verstärkung bzw. Ausbau der Anlagen. Es könne sich allenfalls um abschnittsweise stetige Funktonen handeln, da der Natur nach sprungfixe Kosten entstehen.

l. Installierte Leistung

Es wurde gefordert, den Einsatz von Grubengas als EEG-Anlage nach § 3 Abs. 1 S. 1 EEG ebenfalls bei der installierten EE-Leistung im Rahmen der Ermittlung der EKZ zu berücksichtigen. Auch durch diese EEG-Anlagen entstünden Mehrkosten für die Netznutzer. Derzeit finde sich im Eckpunktepapier lediglich ein Verweis auf § 3 Abs. 1 Nr. 21 EEG finden, wonach Grubengas nicht explizit berücksichtigt ist.

Darüber hinaus wurde die Einbeziehung von KWK-Anlagen gefordert, da es aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers für die Netzbelastung unerheblich sei, nach welchem Gesetz eine Erzeugungsanlage gefördert werde.

m. Installierte Leistung nachgelagerter fremder Netze

Die überwiegende Anzahl der Stellungnahmen forderte, die installierte Leistung nachgelagerter fremder Netzebenen bei Ermittlung der EKZ einzubeziehen. Sonst entstünden unvollständige und systemisch nicht gerechtfertigte Benachteiligung, da die installierte Leistung nachgelagerter fremder Netzebenen Kosten in vorgelagerten Netzen verursache.

Die notwendigen Daten könnten durch die regulatorischen Berichtspflichten bereitgestellt werden. Zudem wurde angeregt, die Daten in vollständig

automatisiert verarbeitbarer Form in ein zentrales Register, ähnlich dem SMARD-System, zu überführen.

Daneben wurden weitere Alternativvorschläge unterbreitet: So könne man zur Umgehung des bestehenden Datendefizits die "installierte Leistung fremder nachgelagerter VNB" durch die "zeitungleiche Höchstlast der Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzebenen fremder Netzbetreiber" ersetzen. Denkbar sei auch eine Bereinigung der Jahreshöchstlast um Weiterverteiler, ähnlich wie beim Verfahren zum Qualitätselement. Die dazu notwendigen Daten lägen den Verteilernetzbetreibern vor, da Übergabestellen zu Weiterverteilern aus Gründen der Abrechnung immer mit einer Messung ausgestattet seien. Im Unterschied zum Qualitätselement seien jedoch sowohl die Weiterverteiler der gleichen als auch der nachgelagerten Spannungsebene zu bereinigen. Ebenfalls vorgeschlagen wurde, die maximale Rückspeiseleistung aller nachgelagerten VNB heranzuziehen und zur installierten Leistung hinzuaddieren. Dies führe nicht zur vollständigen Beseitigung der Ungleichbehandlung, stelle aber eine pragmatische Übergangslösung da.

Es wurde ebenfalls angeregt, die Definition der Jahreshöchstlast anzupassen, in „höchsten zeitgleiche Summe aller Entnahmen (ohne Netzverluste) aus einer Netz- oder Umspannebene“. Entnahmen seien dabei Abgaben an Netznutzer, geschlossene Verteilernetze und an die nachgelagerte Netz- und Umspannebene. Die Zeitgleichheit sei bezogen auf die jeweilige Netz- und Umspannebene, d. h. die Höchstwerte können in den einzelnen Netz- oder Umspannebenen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten. Sofern ein Netzbetreiber eine Spannungsebene nicht vollständig betreibe, sei die Jahreshöchstlast der nicht vollständig betriebenen Spannungsebene um die Last der Übergabestellen der Spannungsebene zum vorgelagerten Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zu erhöhen.

Darüber hinaus wurde vorgeschlagen, die installierten Erzeugungsleistungen nachgelagerter Netzbetreiber nur in dem Fall einzubeziehen, wenn aus diesen Netzebenen Rückspeisungen in das vorgelagerte Netz erfolgen, die sich aus der EE-Einspeisung aus dem

nachgelagerten Netze ergeben. Hierzu sei der im Rahmen der Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte herangezogene Einspeiselastgang auf die Erzeugungsarten durch den rückspeisenden Netzbetreiber aufzuteilen. Die maximale Rückspeisung sei als EE-Leistung beim vorgelagerten Netzbetreiber in allen betroffenen Ebenen zu berücksichtigen.

Um Doppelberücksichtigungen zu vermeiden und die Handhabbarkeit des Modells zu gewährleisten, wurde die im Eckpunktepapier konzipierte Nichtberücksichtigung der installierten Leistung fremder nachgelagerter Netzebenen auch unterstützt. So sei zu berücksichtigen, dass sich die Jahreshöchstlast mit zunehmender installierter Leistung in den nachgelagerten Netzen verringere.

n. Abgeregelte Leistung

Die Reduktion der installierte EE-Leistung um die maximal abgeregelte Leistung wurde überwiegend abgelehnt. Die Annahme, dass ein Abzug der abgeregelten EE-Leistung bei der Kennzahlen- und Wälzungsermittlung für die Mehrkostenverteilung einen Anreiz für Netzbetreiber zum zügigen Netzausbau darstelle, entbehre einer nachvollziehbaren Grundlage nach wissenschaftlichen Maßstäben und verfehle die inhaltliche Zielsetzung der geplanten Mehrkostenverteilung. Die Netzmaßnahmen dauerten insbesondere in den höheren Spannungsebenen mehrere Jahre. Die zeitliche Umsetzung dieser Maßnahmen liege dabei überwiegend nicht im direkten Verantwortungs- und Einflussbereich der Anschlussnetzbetreiber.

Um Extremwerte auszuschließen müsse jedenfalls der Begriff "maximal abgeregelte Leistung" geschärft werden und stattdessen als "maximale Leistung an zeitgleicher Abregelung" definiert werden. Zudem müsse die Reduktion der abgeregelten Leistung auf Abregelungen begrenzt sein, die tatsächlich im Verantwortungsbereich des jeweiligen Verteilernetzbetreibers stünden.

Es wurde schließlich auch vorgetragen, dass der Abzug der abgeregelten Leistung aus gesamtsystemischer Sicht zu begrüßen sei, insbesondere da man so die Anreizsetzung zum Netzausbau im Modell implementiere. Da die Verteilernetzbetreiber den EE-Ausbau jedoch nicht unverzüglich im

Netzausbau abbilden könnten, könne es sich als notwendig erweisen, einen angemessenen Zeitversatz zu berücksichtigen.

o. Wälzungsmechanismus

Die Anbindung an den bestehenden Wälzungsmechanismus der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage wurde zumeist befürwortet. Es wurde indes darum gebeten, die Funktionsweise und Abwicklung des Mechanismus näher zu erläutern. Änderungen an den Meldungen der Umlage nach dem 15.10. des jeweiligen Kalenderjahres dürften beispielsweise nicht mehr zugelassen werden.

In Bezug auf Verteilernetzbetreiber, die regelzonenübergreifend tätig seien, wurde vorgeschlagen, die Wälzungsbeträge nach dem gemeldeten Stromabsatz zu schlüsseln und die geschlüsselten Anteile auf die entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber zuzuordnen.

Auf der anderen Seite zog die Vermischung mit der bestehenden § 19 StromNEV-Umlage auch Kritik auf sich und es wurde eine gesonderte Umlage gefordert. Im §19 Abs. 2 StromNEV seien verschiedene Ausnahmen bzw. Begrenzungen für einzelne Kundengruppen enthalten. Die Kundengruppen würden deshalb nicht im gleichen Maße belastet. Zugleich würden andere Netzentgeltreduzierungen nur für die Netzentgelte, nicht jedoch für Umlagen gewährt, so dass hier neue Belastungen auf die entsprechenden Kunden zukommen würden. Um dies zu verhindern wurde vorgeschlagen, den Ausgleich unmittelbar in die Netzentgelte einzurechnen.

Zudem wurde die Sorge vorgetragen, dass die Systematik der § 19 StromNEV-Umlage in der Vergangenheit vielfache Fallstricke und Einfallstore für nachträgliche und gravierende Anpassungen und Gestaltungsspielräume barg. Bei der Verwendung der Umlage seien daher erhebliche technische Umsetzungsschwierigkeiten zu erwarten. Eine Abwicklung über die Umlage nach § 19 StromNEV führe zu weniger Transparenz und zu erheblich mehr Komplexität.

p. Plan-Ist-Ausgleich

In den Stellungnahmen wurde angemerkt, dass die Abwicklung nicht eindeutig geregelt sei bzw. unklar bleibe, wie der Nachweis der Werte inklusive der Kostenträgerwälzung zu erfolgen habe. Eine Klarstellung hinsichtlich der Vermischung von Planansätzen (EOG) und Ist-Werten (installierte Leistung und Last) sei ebenfalls erforderlich.

Es wurde zudem angeregt, beim Abgleich des individuellen Wälzungsbetrages auf Grund der Plan-EOG mit der Ist-EOG auch die angesetzten Werte der installierten Leistung und der Jahreshöchstlast (t-2) durch die installierte Leistung und die Jahreshöchstlast des Kalenderjahres t zu ersetzen.

Des Weiteren wurde die Befürchtung geäußert, dass die Bearbeitung der Regulierungskonten zu einem sehr großen zeitlichen Verzug führen könne, bis ein endgültiger Wälzungsbetrag feststünde. Eine gerichtsfeste EOG einschließlich des Regulierungskontosaldo stünde gegebenenfalls erst nach einigen Jahren fest. Daher müssten Korrekturen an den Daten über Jahre hinweg möglich sein. Bei großem zeitlichen Verzug drohe zudem handelsrechtliche Verjährung.

Die Verknüpfung des Wälzungsbetrages mit der Erlösobergrenze trage ferner zur Erhöhung der Komplexität des Verwaltungsverfahrens „Regulierungskontosaldo“ bei. Schließlich fehle es an einer genauen Abgrenzung zwischen dem Plan-Ist-Abgleich des Regulierungskontos und der Umlage nach § 19 StromNEV.

q. Evaluierung und Befristung

Da der stetige Ausbau der Erneuerbaren Energien das Gesamtwälzungsvolumen vergrößere, wurde vielfach angeregt, das Modell regelmäßig zu evaluieren, um gegebenenfalls erforderliche Anpassungen vorzunehmen. Dies gelte in besonderem Maße für den Schwellenwert von 2.

Daneben forderten einige Stellungnahmen eine Befristung der Festlegung und die Erarbeitung einer langfristigen Lösung.

r. Formelle Aspekte

i. Anzeige- oder Antragsverfahren

Es wurde angeregt, die Verteilernetzbetreiber dazu zu verpflichten, die notwendigen Daten im Anzeigeverfahren bzw. in einem Antragsverfahren an die Regulierungsbehörde zu übermitteln.

ii. Erhebungsbogen

Um Missverständnissen oder Fehlinterpretationen vorzubeugen, sei es sinnvoll, einen Erhebungsbogen zur Verfügung zu stellen, der die erforderliche Berechnung in automatisierter Form beinhaltet.

iii. Prüfung der Wälzungsbeträge

Mit Blick auf die von den Netzbetreibern durchgeführten Ermittlung des Schwellenwertes und der Aufteilung der angepassten Erlösobergrenze auf die betriebenen Netz- und Umspannebenen wurde angeregt, dass die Bundesnetzagentur in allgemeiner Zuständigkeit die korrekte Ermittlung der Wälzungsbeträge prüfen solle oder die Wälzungsbeträge alternativ testiert werden sollten.

iv. Offenlegung

Darüber hinaus wurde gefordert, die betroffenen Verteilernetzbetreiber dazu zu verpflichten, ihre Berechnungsgrundlagen auf Ihrer Internetseite offen zu legen und in den Verprobungen kenntlich zu machen, ob sie besonders belastet im Sinne der Festlegung sind und den Wälzungsmechanismus in Anspruch nehmen.

3. Festlegungsentwurf und zweite Konsultationsphase

12 Durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur am 18.04.2024 und im Amtsblatt 08/2024 vom 24.04.2024 hat die Beschlusskammer die Einleitung eines Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) und i), S. 5 EnWG veröffentlicht. Die Konsultation des Entwurfs der Festlegung ist am 15.05.2024 mit der Veröffentlichung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur eingeleitet worden.

13 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 14.06.2024 gegeben. Insgesamt sind 67 Stellungnahmen eingegangen. Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Alle Stellungnahmen sind veröffentlicht unter https://bundesnetzagentur.de → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Netzentgelte → Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten der Netze aus der Integration von EE-Anlagen:

a. Transparenz

Die Herstellung der Transparenz über netztransparenz.de wurde vielfach begrüßt. Es wurde darüber hinaus gefordert, Transparenz mit Blick auf die wirtschaftlichen Auswirkungen der Festlegung herzustellen. Ferner sei aus Transparenzgründen eine getrennte Abrechnung der Umlagen geboten und auf der Stromrechnung getrennt darzustellen.

b. Adressaten der Festlegung

In einzelnen Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass der Ausschluss von Netzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die anderweitig von der Anwendung der ARegV ausgeschlossen sind, nicht gerechtfertigt sei. Die Grundsätze der StromNEV gelten auch für diese Netzbetreiber, außerdem sei insbesondere auch § 19 StromNEV anwendbar.

c. Datenmeldung und Meldefrist

Die Pflicht zur Datenmeldung zum 01.10. gemäß Tenorziffer 5 wurde insofern hinterfragt, als dass diese von der Meldefrist der entgangenen Erlöse nach § 19 Abs. 2 StromNEV abweiche. Es solle derselbe Stichtag verwendet werden (15.10.). Im Übrigen solle klargestellt werden, dass zum 01.10. nicht die gesamte Verprobung zu übermitteln sei.

d. Regionale Heterogenität

Gegenstand einzelner Stellungnahmen war, dass die regionale Heterogenität, insbesondere von Flächennetzbetreibern mit lokalen

Einspeiseschwerpunkten, bei dem Ansatz unberücksichtigt bliebe. Während eingestanden wurde, dass dies die Komplexität des Modells deutlich erhöhen würde und zudem die Ausgestaltung weiterer Überlegungen bedürfe, sollten diese Überlegungen im Festlegungsverfahren angestellt werden. Jedenfalls sollten diese Überlegungen im Rahmen der Evaluierung aufgegriffen werden.

e. Höhe des Schwellenwertes

Vereinzelt wurde ebenso vorgetragen, dass die Höhe des Schwellenwertes – bzw. die dem zugrundeliegenden zentralen Parameter – nicht hinreichend begründet seien. Die teilweise vorgenommenen Verweise auf Gutachten sowie die Plausibilisierung der Bundesnetzagentur seien insofern nicht ausreichend.

f. Installierte Leistung aus EE-Anlagen

Die Nichtberücksichtigung von KWK-Anlagen wurde ebenfalls vereinzelt hinterfragt. Diese sei insbesondere nicht nachvollziehbar begründet.

g. Berücksichtigung der Rückspeisung fremder nachgelagerter Netzbetreiber

Die nunmehr berücksichtigte Rückspeiseleistung fremder nachgelagerter Netzbetreiber wurde grundsätzlich begrüßt. Es wurde indes angemerkt, dass die Zusammensetzung der Rückspeiseleistung überprüft werden müsse. Es dürfe nur derjenige Anteil berücksichtigt werden, der auf EE-Anlagen beruht. Darüber hinaus wurde vorgetragen, dass durch den Vorschlag der Bundesnetzagentur weiterhin eine strukturelle Benachteiligung stattfinde. Unter anderem mit der Stellungnahme der Netze BW GmbH wurde ein Alternativvorschlag zur rechnerischen Herleitung der installierten EE-Leistung fremder, nachgelagerter Netze unterbreitet.

h. Anteilig betriebene Spannungsebene

Vereinzelt wurde auch das Thema anteilig betriebene Spannungsebene aufgegriffen: dabei wurde das beabsichtigte Vorgehen teilweise gelobt und teilweise mit Blick auf einem zu starken Fokus auf Einzelfallgerechtigkeit

kritisiert. Ein derartiger Sachverhalt könne keine Berücksichtigung finden, da insgesamt ein pauschaler Ansatz gewählt worden sei.

i. Korrekturfaktor

Im Hinblick auf den Korrekturfaktor nach Tenorziffer 4 fehle eine hinreichende Herleitung und Begründung. Außerdem liege dem Faktor nur eine einseitige Risikoanalyse zugrunde. Schließlich solle zumindest in der HS-Ebene der Korrekturfaktor entfallen, da hier die EKZ nahezu ausschließlich EE-getrieben sei.

j. Evaluierung und Befristung

Die mit Tenorziffer 11 eingeführte Evaluierung der Festlegung im Jahr 2028 wurde weitgehend begrüßt. Allerdings sei erforderlich, die Evaluierungsziele sowie den Evaluierungsprozess näher zu beschreiben. Vereinzelt wurde zudem gefordert, die Festlegung zu befristen.

k. Erstattung und Abwicklung

Gegenstand verschiedener Stellungnahmen war die Frist zur Datenmeldung an die Übertragungsnetzbetreiber zum 01.10. des Kalenderjahres t-1. Um einen Gleichlauf mit der Meldung der entgangenen Erlöse nach § 19 Abs. 2 StromNEV zu erreichen, sei die Frist auf den 15.10. zu verschieben.

In Bezug auf die Erstattung der Wälzungsbeträge wurde vorgetragen, dass statt einer „kann“ Formulierung eine verbindliche Vorgabe gemacht werden solle. Darüber hinaus wurde darauf hingewiesen, dass bei der vollständigen Erstattung des Wälzungsbetrages des Jahres t im selbigen Kalenderjahr t ein Monatsversatz zu den möglichen Einnahmen aus den Aufschlägen auf die Netzentgelte eintrete. Dies wiederum habe zur Folge, dass die Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf den Erstattungsbetrag in Vorleistung treten müssten.

l. Finanzierung

Die Beibehaltung bestehender Ermäßigung der Großverbraucher belaste vorrangig die nicht-privilegierte Kundengruppe. Daher solle – unter Berücksichtigung der Bedarfe von energieintensiven Unternehmen, die sich

im internationalen Wettbewerb befinden – eine höhere Beteiligung von Großverbrauchern an den Kosten geprüft werden.

Es wurde ferner vereinzelt darauf hingewiesen, dass die Einführung des Modells zum 01.01.2025 Belastungen für Stromvertriebe zur Folge haben könne. Denn Stromvertriebe gäben zum Teil Festpreisgarantien, die sämtliche Abgaben und Umlagen umfassten. Kurzfristigen Änderungen von Umlagen seien daher wirtschaftlich untragbar. Die Einführung des Modells solle daher erst zum 01.01.2026 erfolgen. Alternativ solle zumindest eine separate Umlage geschaffen werden, welche analog zur § 19 StromNEV Umlage ausgestaltet sein könne. Diese wäre meist von Festpreisgarantien nicht betroffen und hätte somit geringere Auswirkungen auf bereits bestehende Verträge.

m. Alternative Vorgehensweisen

Nach dem Vortrag einzelner Stellungnahmen sei die Prüfung und Verwerfung alternativer Vorgehensweisen nicht ausreichend begründet worden.

So wies ein Stellungnehmender darauf hin, dass aufgrund der hohen Praxistauglichkeit der lineare Ansatz zur vereinfachten Abschätzung EE-bedingter Mehrkosten erneut zu prüfen und ggf. zu berücksichtigen sei. Auch eine Begrenzung des Wälzungsvolumens zur Vermeidung von Überkompensationen sei ohne unverhältnismäßig hohem Aufwand möglich. Außerdem wurden bundeseinheitliche Netzentgelte in verschiedenen Stellungnahmen aufgegriffen. Diese seien als Lösung gegebenenfalls vorzugswürdig. Eine Einführung müsse vertieft geprüft werden. Die Netze BW GmbH hat zudem ein Gutachten der consentec GmbH zur Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte zum Gegenstand der Stellungnahme gemacht.

n. Definitionen

Schließlich wurde in den Stellungnahmen auf verschiedene Ungenauigkeiten oder Interpretationsspielräume in den Datendefinitionen hingewiesen. Insofern wurde um Klarstellung gebeten.

14 Die Bundesnetzagentur hat die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert und diesen gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde ebenfalls gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

15 Der Festlegungsentwurf wurde am 23.07.2024 auch dem Länderausschuss übermittelt. Dieser erhielt im Wege des schriftlichen Verfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme. Das Benehmen mit dem Länderausschuss gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG wurde am 14.08.2024 hergestellt.

16 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

17 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

18 Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.1 Gesetzesreform und Übergangsregelung

19 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGHs vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

20 Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

21 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).

22 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).

1.2 Interessenabwägung

23 Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG in Bezug auf bestehende Regelungen zum Regulierungskonto und zur Kostenträgerrechnung ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.

24 Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

25 Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

26 Die Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) und i), S. 5 EnWG fällt als bundesweit einheitliche Festlegung gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Im Hinblick auf die Verfahrensregelungen (vgl. Tenorziffer 12) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG.

27 Die Festlegung fällt nach § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) und i) EnWG in die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer. Mit Entscheidung vom 23.02.2024 hat die Große Beschlusskammer die Festlegung der Beschlusskammer 8 gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 i.V.m. § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG übertragen.

3. Ermächtigungsgrundlage

28 Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) und i), S. 5 EnWG. Demnach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, Regelungen im Wege der Festlegung zu treffen.

4. Formelle Rechtmäßigkeit

29 Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Beschlusskammer hat den betroffenen Netzbetreibern und den von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreisen gemäß § 67 Abs. 1, 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat die zuständigen Landesregulierungsbehörden, den Länderausschuss und das Bundeskartellamt gemäß §§ 54, 58 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert und Möglichkeiten zur Stellungnahme gegeben.

30 Das Benehmen mit dem Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG im schriftlichen Verfahren hergestellt.

5. Materielle Rechtmäßigkeit

31 Die materiellen Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Mit der vorliegenden Festlegung macht die Bundesnetzagentur von der gesetzlich eingeräumten Kompetenz Gebrauch, bundesweit einheitliche Regelungen für die Verteilung von

Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu schaffen.

32 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) hat der Gesetzgeber der Regulierungsbehörde neue Kompetenzen für bundeseinheitliche Festlegungen in verschiedenen Bereichen zugewiesen. Nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) EnWG kann die Regulierungsbehörde nunmehr Festlegungen zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern, insbesondere auch im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien treffen. Zudem kann sie nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 i) EnWG Festlegungen zur Methodik treffen, nach der besondere Kostenbelastungen, die auf Grund einer Festlegung nach Buchstabe h) ermittelt werden, bundesweit anteilig verteilt werden können, wobei sowohl festgelegt werden kann, ob und wie die Kostenbelastungen bei der Ermittlung der netzebenenspezifischen Kosten der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu berücksichtigen sind, als auch, wie diese anderweitig angemessen anteilig auf die Netznutzer zu verteilen sind. Schließlich erlaubt es § 21 Abs. 3 S. 5 EnWG der Regulierungsbehörde, von den Vorgaben einer Rechtsverordnung nach § 24 EnWG in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung abzuweichen oder ergänzende Regelungen zu treffen. Die Ausübung dieser Festlegungskompetenz steht dabei im pflichtgemäßen Ermessen der Beschlusskammer.

33 Dieses Ermessen übt die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Zuständigkeit mit dem vorliegenden Beschluss aus, wobei ein unverzügliches Aufgreifen angesichts der unter *Abschnitt I. 1. Hintergrund der Festlegung* beschriebenen Situation notwendig ist.

5.1 Festlegungszweck

34 Die gegenständliche Festlegung ist zweckmäßig. Die Bundesnetzagentur verfolgt mit der gegenständlichen Festlegung den legitimen, öffentlichen Zweck, Netzgebiete, die von besonderen Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Netze durch die Integration von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien betroffen sind, zu entlasten. Die heutigen Entwicklungen führen zu negativen Effekten auf die Akzeptanz des notwendigen EE-Ausbaus in den Regionen und zur Fehlsteuerung von Verbrauchsentwicklungen im Hinblick auf die genannten Ziele. Die Maßnahmen orientieren sich an den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG hinsichtlich einer sicheren,

preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Bei der vorliegenden Festlegung stehen insbesondere die Ziele einer preisgünstigen, verbraucherfreundlichen und treibhausgasneutralen Versorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, im Vordergrund. Ein Kernziel der Festlegung ist eine angemessene Verteilung von Netzkosten im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 1 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 EnWG.

5.2 Adressaten der Festlegung

35 Die Integration von EE-Anlagen nach dem § 3 Nr. 1 EEG verursacht bei einigen Netzbetreibern Mehrkosten in einem besonders hohen Ausmaß (vgl. Abschnitt I. 1. Hintergrund der Festlegung). Diese Netzbetreiber erhalten einen finanziellen Ausgleich für die hierdurch entstandenen Mehrkosten. Ausgenommen sind Netzbetreiber, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben. Die Vorgaben der ARegV finden nach § 21a EnWG keine Anwendung auf geschlossene Verteilernetze. Eine Erlösobergrenze, um Mehrkosten entsprechend den Vorgaben dieser Festlegung ermitteln und verteilen zu können, liegt bei einem geschlossenen Verteilernetz nicht vor. Das gleiche gilt für Netzbetreiber, die anderweitig von der Anwendung der ARegV ausgeschlossen sind. Dieser Ausschluss gilt natürlich nur so lange, bis der Netzbetreiber in den Anwendungsbereich der ARegV überführt wurde. Im Falle einer Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG ist dies typischerweise der Beginn der nächsten Regulierungsperiode.

36 Es ist zwar – wie in verschiedenen Stellungnahmen vorgetragen – richtig, dass auf geschlossene Verteilernetze und Netzbetreiber, die einer Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG unterliegen, die Grundsätze der StromNEV anzuwenden sind. Wichtige Instrumente der Regulierung wie eine Erlösobergrenze und dem damit verbundenen Regulierungskonto liegen bei diesen Netzbetreibern indes nicht vor. Für eine sachgerechte Abwicklung der Wälzung und möglicher Differenzen sind diese Instrumente essentiell. Andernfalls wären nachträgliche Korrekturen von in Einzelfällen versehentlich fehlerhaften Ermittlungen erheblich erschwert.

37 Auch steht es einem geschlossenen Verteilernetz nach § 110 EnWG dem Grunde nach frei, den Netzbetrieb zur öffentlichen Versorgung aufzunehmen und so potentiell unter die Anwendung der Regelungen dieser Festlegung zu fallen. Der Ausschluss für

Netzbetreiber, die einer Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG unterliegen, ist ohnehin in aller Regel zeitlich befristet (s.o.).

38 Gemäß Tenorziffer 12 berühren die Verfahrensvorschriften in Tenorziffer 5 d) nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Insoweit erfolgt eine Regelung der Verfahrensfragen ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen. Es handelt sich im Hinblick auf die Verfahrensfragen nicht um eine bundesweit einheitliche Festlegung. Bezüglich der hierdurch nicht adressierten Netzbetreiber können entsprechende oder abweichende Vorgaben zum Verfahren durch die jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörden erfolgen. Die bundesweit einheitlichen materiellen Regelungen in den übrigen Tenorziffern bleiben hiervon unberührt.

39 Grundlage der Ermittlung der Mehrkosten in einem besonders hohen Ausmaß aus der Integration von EE-Anlagen ist eine Kennzahl (vgl. Abschnitt 5.3 und 5.4), die – bei Überschreiten einer gewissen Höhe – einen Netzbetreiber dazu berechtigt, diese besonderen Kostenbelastungen weiterzugeben (vgl. Abschnitt 5.5).

5.3 Besonders belastete Netzbetreiber

40 Der Anschluss und die Integration von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Erneuerbaren Energien gehört zu den Kernaufgaben eines Netzbetreibers im Rahmen von § 11 EnWG. Die damit verbundenen Aufwendungen werden in der Kostenregulierung adäquat abgebildet und beeinflussen insbesondere die Ausprägung der Vergleichsparameter im Effizienzvergleich maßgeblich. Der übliche und lastorientierte Netzbetrieb bei der Integration von Erzeugungsanlagen ist durch das bestehende System der Anreizregulierung adäquat abgebildet. Es geht vorliegend um die Feststellung einer besonderen Belastung durch die Integration von Erzeugung aus Erneuerbarer Energie, die weit über das lastbezogene Maß hinausgeht.

41 Die Ermittlung derjenigen Netzbetreiber, die besonders von hohen EE-Integrationskosten betroffen sind, erfolgt anhand einer sogenannten Erneuerbaren-Energien-Kennzahl (EKZ, vgl. Tenorziffer 2). Diese EKZ basiert auf dem Verhältnis der *installierten EE-Leistung* und der *Jahreshöchstlast*:

$$EKZ = \frac{Installierte\ EE - Leistung}{Zeitgleiche\ Jahreshöchstlast}$$

42 Damit spiegelt die Kennzahl näherungsweise die zusätzliche Netzbelastung aufgrund der Einspeisung durch EE-Anlagen und dadurch bedingter Rückspeisungen wieder.

5.3.1 Separate Bestimmung je Netz- und Umspannebene

43 Der Anschluss der EE-Anlagen erfolgt nicht gleichermaßen über alle Netz- und Umspannebenen. Somit ist sowohl die Höhe der installierten Leistung je Netz- und Umspannebene als auch die Last einer Ebene individuell sehr unterschiedlich. Die EKZ ist daher für jede Netz- und Umspannebene separat, bis einschließlich der Hochspannungsebene, zu ermitteln.

44 Die EKZ ist geeignet, die individuelle Belastung eines Netzbetreibers in der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene näherungsweise zu ermitteln. Je größer die EKZ ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass die EE-Erzeugung in bestimmten Zeiten die im Netz vorhandene Last übersteigt. Dann entsteht das Erfordernis für den Abtransport des Stroms – sei es durch Rückspeisung in das vorgelagerte Netz oder durch Transport in ein benachbartes Netzgebiet.

5.3.2 Zeitgleiche Jahreshöchstlast

45 Eine wesentliche Strukturgröße zur Bestimmung der EKZ ist die zeitgleiche Jahreshöchstlast. Die Jahreshöchstlast ist nach § 2 Nr. 7 StromNEV definiert als die höchste Last aller Entnahmen in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene (ohne Netzverluste). Ausgehend von dieser Definition ist somit die Nichtberücksichtigung einzelner Abnehmer wie Elektrolyseanlagen oder Speicheranlagen und deren Lastgänge ausgeschlossen.

46 Diese Größe ist als exogener Faktor abhängig von dem Entnahmeverhalten der an der jeweiligen Netz- oder Umspannebene angeschlossenen Netzkunden. Insofern ist es richtig, dass die Jahreshöchstlast Schwankungen unterliegen kann. Die in den Stellungnahmen vereinzelt vorgebrachten Zweifel an der Eignung dieser Kenngröße aufgrund der möglichen Schwankungen teilt die Beschlusskammer indes nicht. Die Schwankungsbreite der zeitgleichen Jahreshöchstlast ist nicht sehr ausgeprägt. Es ist daher nicht zu erwarten, dass die auf dieser Grundlage ermittelte Betroffenheit von Jahr zu Jahr stark variieren wird. Die Beobachtungen der Beschlusskammer haben gezeigt, dass die Jahreshöchstlast in den allermeisten Fällen – selbst in Zeiten von konjunkturellen Schwankungen und anders als der jährliche Verbrauch/die Arbeit – eine recht konstante

Größe darstellt. So waren die Auswirkungen der Verbrauchsveränderungen während der Corona-Pandemie weit geringer als erwartet, da sich selbst in diesen Jahren die Jahreshöchstlast in vergleichbarer Größe eingestellt hat. Die ermittelte Betroffenheit eines Netzbetreibers dürfte darüber hinaus auch bereits deshalb kaum von Jahr zu Jahr variieren, weil – zumindest mittelfristig – mit einer stetigen Zunahme der installierten EE-Leistung zu rechnen ist. Durch diese tendenzielle Zunahme der installierten EE-Leistung, hätte eine (leicht) schwankende Jahreshöchstlast in aller Regel keine Auswirkungen auf die besondere Betroffenheit eines Netzbetreibers nach dieser Festlegung.

47 Die Verbrauchslast bzw. die Netzanschlusskapazität stellt den wesentlichen Kostentreiber in den Stromnetzen dar. So stellen die consentec GmbH und das Frauenhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI in einer gemeinsamen vom Bundeswirtschaftsministerium beauftragten Studie über die Kostentreiber von Anschlusskapazitäten in Stromnetzen aus dem Jahre 2018 fest:

> *„In der Netzausbaupraxis spielen nämlich – selbst in verbrauchs-dominierten Netzen – nicht nur die tatsächlichen Entnahmeprofile der Netznutzer, sondern auch die mit den Anschlussnehmern vertraglich vereinbarten NAK (Anm. NAK = Netzanschlusskapazitäten) eine Rolle.“ (Bericht von consentec und Fraunhofer ISI, Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, vom 11.06.2018, S. 33).*

48 Die Beschlusskammer verkennt nicht die Herausforderungen im Netzbetrieb durch die Dekarbonisierung der Energieversorgung in allen Verteilernetzen. In Netzen mit einem ausgewogenen Verhältnis von Verbrauchslast zur dezentralen Einspeisung ist die Netzdimensionierung und der Netzausbau weiterhin weitgehend durch die Verbrauchslasten dominiert.

5.3.3 Installierte Leistung

49 Unter der installierten Leistung ist die Summe der installierten Erzeugungsleistung (Netto-Engpass-(Wirk-) Leistung) aller EE-Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG (d.h. aller Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG sowie aus Grubengas), die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene angeschlossen sind, zu verstehen. Die Angabe der Erzeugungsleistung erfolgt unabhängig von der Förderung der Anlagen. Die installierte Erzeugungsleistung einer der oben genannten Erzeugungsanlage ist nur dann zu berücksichtigen, sofern der erzeugte

Strom tatsächlich in das Netz eingespeist werden kann. Somit sind noch in Planung oder im Bau befindliche EE-Anlagen, die noch angeschlossenen werden müssen oder gegebenenfalls bereits angeschlossen sind aber noch nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen können oder dürfen, nicht für die Ermittlung der EKZ berücksichtigungsfähig.

50 Bei der Zugrundelegung der installierten EE-Leistung einer Netz- oder Umspannebene ist zu beachten, dass auch die installierte Leistung sämtlicher angeschlossener EE-Anlagen von unterlagerten eigenen Netz- und Umspannebenen zu berücksichtigen ist, da Rückspeisungen über mehrere Ebenen hinweg stattfinden können.

51 Dem Vortrag, KWK-Anlagen ebenfalls zu berücksichtigen, wird dagegen nicht gefolgt. Bei KWK-Anlagen handelt es sich im Gegensatz zu EE-Anlagen grundsätzlich um konventionelle Kraftwerke. KWK-Anlagen können je nach spezifischer Ausgestaltung sowohl Regelenergie als auch darüber hinaus gehende flexible Kapazität bereitzustellen. Eine Netzdimensionierung für konventionelle Anlagen ist überwiegend historisch abgeschlossen und hat erkennbar nicht zu vergleichbaren regionalen Netzentgeltdifferenzen geführt. Eine Netzbelastung durch den Anschluss von KWK-Anlagen ist somit nicht im gleichen Maß wie bei EE-Anlagen gegeben. Die getroffenen Annahmen für Mehrbelastungen aus der Integration von EE-Anlagen können somit nicht im gleichen Umfang auf KWK-Anlagen angewendet werden. Im Übrigen ist im Einklang mit § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h), i) EnWG Ziel dieser Festlegung, besondere Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ermitteln und zu verteilen. Die Berücksichtigung der installierten – in aller Regel konventionellen – Leistung von KWK-Anlagen scheidet damit aus.

5.3.4 Installierte Leistung fremder nachgelagerter Netzebenen

52 Die installierte EE-Leistung nachgelagerter fremder Netzebenen kann – genau wie eigene nachgelagerte Netzebenen – Kosten in vorgelagerten Netzen verursachen. Der in den Stellungnahmen vorgebrachte Einwand, dass eine vollständige Nichtberücksichtigung der installierten EE-Leistung fremder nachgelagerter Netzebenen zu systemischen und nicht gerechtfertigten Benachteiligungen führen könne, ist daher prinzipiell nachvollziehbar. Auf der anderen Seite sind die zur Berücksichtigung der installierten EE-Leistung erforderlichen Daten dem vorgelagerten Netzbetreiber weder bekannt noch sind sie für ihn in der erforderlichen Zuordnung öffentlich verfügbar (s. u. Rn. 63, vgl. auch

Eckpunktepapier, Rn. 24). Vor diesem Hintergrund und zur Vermeidung systemischer und ungerechtfertigter Benachteiligungen ist anstelle der installierten EE-Leistung fremder, nachgelagerter Netzebenen die zeitungleiche Höchstlast der Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzebenen fremder Netzbetreiber gemäß Tenorziffer 2 zu berücksichtigen. Im Fall mehrerer fremder nachgelagerter Netzbetreiber ist zunächst die zeitungleiche Höchstlast der Rückspeisungen je nachgelagertem Netzbetreiber je Netz- oder Umspannebene zu bestimmen und dann bei der jeweils höheren Netz- oder Umspannebene zu addieren. Die zeitungleiche Höchstlast der Rückspeisungen aus nachgelagerten fremden Netzebenen ist aus systematischer Sicht geeignet, um die nachgelagerten fremden Netzebenen sachgerecht einzubeziehen. Rückspeisungen sind weit überwiegend durch Einspeisung von EE-Anlagen in nachgelagerten Netzen verursacht und wirken in der vorgelagerten Netzebene wie eine Einspeisung aus EE-Erzeugung. Die jeweilige nachgelagerte fremde Netzebene wird auf diese Weise ähnlich einer Einspeiseanlage behandelt und bildet somit die zusätzlich entstehende Netzbelastung näherungsweise ab. Die zeitungleiche Höchstlast der Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzebenen fremder Netzbetreiber ist ferner geeignet, weil sie dem vorgelagerten Netzbetreiber grundsätzlich bekannt ist bzw. vorliegt.

53 Dabei hat die Beschlusskammer nicht übersehen, dass die in Ansatz zu bringende zeitungleiche Höchstlast der Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzebenen fremder Netzbetreiber von der tatsächlich in diesem fremden Netzgebiet installierten EE-Leistung abweichen kann und unter Umständen auch merklich geringer sein kann.

54 Die Beschlusskammer hat daher die im Rahmen der zweiten Konsultation vorgeschlagene Berechnungsweise der für nachgelagerte, fremde Netzebenen anzusetzenden Größe mit Interesse zur Kenntnis genommen. In einigen Stellungnahmen wurde die folgende Formel zur näherungsweisen Berechnung der installierten EE-Leistung nachgelagerter, fremder Netzebenen vorgeschlagen. Diese ermögliche eine präzisere Abschätzung der tatsächlichen installierten EE-Leistung.

$$EE_i^{FN} = \sum_{FN=1}^{n} 0{,}4\ x\ maximale\ Bezugslast + \frac{maximale\ Rückspeiselast}{0{,}7}$$

55 Positiv hervorzuheben ist, dass der Vorschlag auf dem methodischen Ansatz des mit dieser Festlegung vorgeschlagenen Modells grundsätzlich aufsetzt (einschränkend dazu,

s.u.). Ein weiterer Vorteil wäre, dass der vorgelagerte Netzbetreiber sowohl die Bezugslast als auch die maximale Rückspeiselast der nachgelagerten, fremden Netzebene kennt – es gibt also kein Datendefizit (s.o.).

56 Gleichzeitig sind mit dieser Berechnungsweise auch nicht nur unerhebliche Nachteile verbunden. Durch die Einbeziehung der Bezugslast wird automatisch für jede nachgelagerte, fremde Netzebene ein EE-Leistungswert errechnet und berücksichtigt, unabhängig davon, wie viele und ob überhaupt EE-Anlagen installiert sind. So werden unter Umständen EE-Leistungswerte in Höhe von 0,4*Bezugslast von Netzebenen berücksichtigt, in denen keine oder kaum EE-Leistung installiert ist. Als Extrembeispiel ist hier etwa an die DB Energie GmbH zu denken, die als nachgelagerter Netzbetreiber an viele Flächennetzbetreiber in Deutschland angeschlossen ist. Installierte EE-Leistung ist im Netz der DB Energie GmbH sicherlich nur sehr begrenzt – wenn überhaupt – vorhanden. Die Bezugslast wiederum dürfte vergleichsweise hoch sein.

57 Es sind zwar grundsätzlich Mechanismen denkbar, wie solche Extremfälle ausgeschlossen werden könnten. So könnte man Bedingungen aufstellen, wonach die Bezugslast nur berücksichtigt werden kann, wenn tatsächlich eine Rückspeisung aus der nachgelagerten Netzebene stattfindet (also wenn der Quotient aus maximaler Rückspeiselast und 0,7 größer 1 ist). Diese gemessene Rückspeiselast könnte als Indiz betrachtet werden, dass tatsächlich installierte EE-Leistung in der nachgelagerten, fremden Netzebene vorhanden ist und damit die Berücksichtigung eines mittels der vorgeschlagenen Berechnungsweise ermittelten EE-Leistungswertes sachgerecht ist.

58 Die Aufnahme solcher Bedingungen wiederum hätte zur Folge, dass die Komplexität sowohl der Berechnungsweise als auch des Modells insgesamt weiter ansteigt. Große Flächennetzbetreiber haben mehr als 100 nachgelagerte, fremde Netzbetreiber, für die jeweils zunächst das Vorliegen der Bedingung überprüft und anschließend die Berechnung durchgeführt werden müsste.

59 Es bleibt festzuhalten, dass eine Überschätzung der tatsächlichen installierten EE-Leistung von fremden nachgelagerten Netzebenen durch den Vorschlag nicht ausgeschlossen wäre. Daher ist es fraglich, ob der Vorschlag uneingeschränkt zu einer besseren Abbildung der tatsächlichen installierten EE-Leistung führen würde.

60 Zudem ist nach Ansicht der Beschlusskammer die methodische Herangehensweise in der oben vorgeschlagenen rechnerischen Herleitung nicht richtig umgesetzt und müsste somit weiter geprüft werden.

61 Die Beschlusskammer ist vor diesem Hintergrund der Auffassung, dass das Modell durch diese Erweiterungen dem gewählten Ansatz ohne methodische Korrekturen nicht überlegen ist. Die Beschlusskammer wird den Ansatz im Zuge der Evaluierung weiter untersuchen.

62 Entgegen des Vortrags einiger Stellungnahmen ist die Einbeziehung der installierten Leistung fremder, nachgelagerter Netzebenen durch einen Rückgriff auf veröffentlichte Daten nach § 23c EnWG oder auf Daten aus dem Marktstammdatenregister nicht mit hinreichender Verlässlichkeit und Genauigkeit möglich. Der insofern vordergründig einschlägige § 23c Abs. 1 Nr. 2 EnWG umfasst lediglich die installierte Leistung der Umspannebenen. Im Übrigen verlangt die Veröffentlichungspflicht auch keine Unterscheidung nach installierter Leistung aus EE-Anlagen und konventionellen Erzeugungsanlagen. Nach § 23c EnWG veröffentlichte Daten können das bereits im Eckpunktepapier adressierte Datendefizit daher nicht beheben.

63 Im Marktstammdatenregister liegen die erforderlichen Daten zwar in der nötigen Granularität (installierte Leistung aus EE-Anlagen pro Netz- und Umspannebene) grundsätzlich vor. Es ergeben sich indes mangels genauerer Zuteilung in den Registerdaten eine Reihe an Abgrenzungsschwierigkeiten. Dies betrifft beispielsweise Fälle, in denen die fremde, nachgelagerte Netzebene an zwei oder mehrere verschiedene vorgelagerte Netzbetreiber angeschlossen ist. Die Daten des Marktstammdatenregisters geben insoweit keinerlei Auskunft darüber, welcher Anteil der installierten EE-Leistung welchem vorgelagerten Netz zuzuordnen ist. Ähnliches gilt für Reserveanschlüsse, bei denen in der Regel nur eine Versorgung über eine Übergabestelle erfolgt, wenn eine andere entsprechend ausfällt. Insofern ergäben sich bei der bloßen Berücksichtigung der installierten EE-Leistung nachgelagerter fremder Netze aus dem Marktstammdatenregister vielfältige Abgrenzungsfragen, die sich nicht ohne Weiteres lösen lassen. Dies kann Gegenstand der weiteren Entwicklung und Evaluierung sein.

5.3.5 Abgeregelte Leistung

64 Die installierte EE-Leistung ist vor der Berücksichtigung in der Kennzahlenberechnung um die maximal abgeregelte Leistung zu reduzieren. Dabei sind lediglich solche

abgeregelten Leistungen abzuziehen, die in den Verantwortungsbereich des Netzbetreibers fallen und nicht von einem Dritten Netzbetreiber oder Übertragungsnetzbetreiber angewiesen wurden. Die abgeregelte Leistung ist in der Anschlussebene der entsprechend abgeregelten Anlage zu berücksichtigen.

65 Wenn das Netz die erzeugte EE-Leistung nicht vollständig transportieren kann, findet eine Abregelung statt. Das Verteilernetz ist somit noch nicht dafür ausgebaut bzw. dafür ausgelegt, den gesamten aus EE-Anlagen erzeugten Strom aufzunehmen und zu transportieren. Die EE-Anlagen haben zwar bereits Anschlusskosten verursacht, die Netzdimensionierung ist aber noch nicht ausreichend vorhanden, um die gesamte installierte Leistung des Anschlusses aufzunehmen. Solange es zu Abregelungen kommt, die im eigenen Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegen, spiegelt die installierte Leistung noch nicht die gesamten notwendigen Ausbaukosten wieder. Es ist in diesen Fällen vielmehr davon auszugehen, dass weiterer Netzausbau notwendig ist. Die Berücksichtigung der installierten Leistung ohne den Abzug der abgeregelten Leistung würde Netzbetreiber, gegenüber den Netzbetreiber die in vergleichbaren Fällen den notwendigen Netzausbau bereits vollzogen haben, zumindest bevorteilen. Die Berücksichtigung der vollständigen installierten Summenleistung ist in diesem Fall daher nicht sachgerecht.

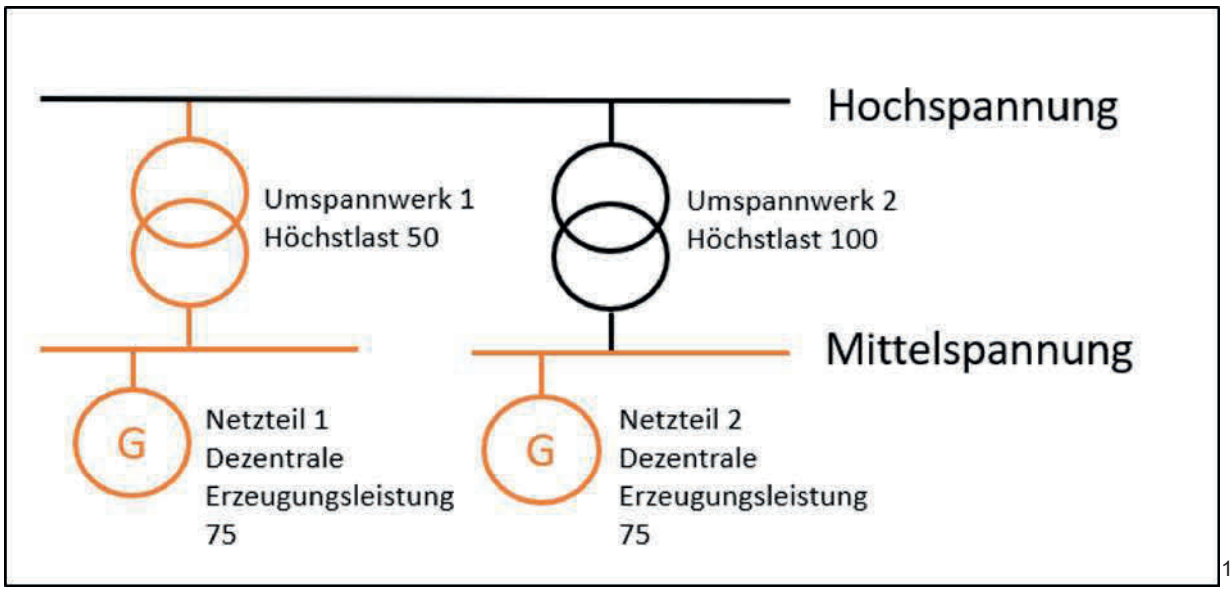
66 In den Stellungnahmen wurde vielfach vorgetragen, dass Netzausbaumaßnahmen in den höheren Spannungsebenen mehrere Jahre dauerten bzw. die zeitliche Umsetzung überwiegend nicht im direkten Verantwortungs- und Einflussbereich der Anschlussnetzbetreiber liege. Dieser Umstand stützt aus Sicht der Beschlusskammer indes die Tatsache, dass die Ansetzung der vollständigen installierten EE-Leistung und die damit in der Regel einhergehende Erhöhung des Wälzungsvolumens in einer Spannungsebene nicht gerechtfertigt ist. Mit zunehmenden Netzausbau dürfte die Höhe der abgeregelten Leistung sinken und die EKZ steigen. Die investierten Kosten in Netzausbaumaßnahmen zur Integration von EE-Anlagen tragen somit zeitversetzt zur Erhöhung des Wälzungsvolumens bei.

67 Die Verringerung der installierten EE-Leistung um die maximal abgeregelte Leistung dient somit der korrekten Abbildung der aktuellen Ausbausituation des Netzes und der durch diesen Ausbau entstandenen zusätzlichen Mehrosten. Gleichzeitig werden hierdurch Anreize gesetzt, im eigenen Netzgebiet die Menge an abgeregelter Leistung zu minimieren, was den Anreiz für einen entsprechenden Netzausbau stärkt.

68 In diesem Zusammenhang merkten verschiedene Stellungnahmen an, dass die Mehrkosten aus der EE-Integration und aus dem Engpassmanagement gesamtheitliche Mehrkosten zur Integration der erneuerbaren Energien darstellten. Dies würdigt die Beschlusskammer insoweit, als Engpassmanagementkosten in die Bemessungsgrundlage der Mehrkosten einfließen (siehe auch Abschnitt 5.5) und somit je nach Höhe der EKZ und sofern der Schwellenwert überschritten wird, anteilig gewälzt werden können. Die Bereinigung der installierten Leistung um die abgeregelte Leistung hat lediglich einen dämpfenden Einfluss auf die Höhe der EKZ.

5.3.6 Installierte Leistung bei anteilig betriebener Spannungsebene

69 Betreibt ein Netzbetreiber eine Spannungsebene nur anteilig, ist die installierte Leistung (ggf. zzgl. der zeitungleichen Höchstlast der Rückspeisungen aus fremden, nachgelagerten Netzebenen und bereinigt um die abgeregelte Leistung, vgl. Abschnitte 5.3.4 und 5.3.5) nicht vollständig, sondern nur mit dem Anteil zu erfassen, der über die eigene vorgelagerte Netzebene versorgt wird. Dies ist insoweit geboten, als dass die Belastungen einer Spannungs- oder Umspannebene von den tatsächlichen Strukturdaten und nicht von eigentumsrechtlichen Verhältnissen abhängt.



[1]

70 In dem dargestellten vereinfachten Beispiel dürfte der Netzbetreiber der die Mittelspannungsebene und das Umspannwerk 1 betreibt (orange dargestellt), für die

[1] Quelle: Grafik ED Netze GmbH.

Umspannebene HS/MS lediglich die installierte Leistung der nachgelagerten Netzebene heranziehen, die über das eigene Umspannwerk versorgt wird, somit des Netzteils 1.

71 Die Belastung der Umspannebene HS/MS in dem dargestellten Beispiel mit einer Jahreshöchstlast von 150 und einer installierten Leistung in der nachgelagerten Ebene von ebenfalls 150 würde zu einer EKZ von 1 führen. Eine Kostenwälzung nach dieser Festlegung wäre somit nicht möglich. Eine Verschiebung der Eigentumsgrenzen darf methodisch nicht zu einem anderen Ergebnis führen. Ohne die Aufteilung der installierten Leistung in dem Fall eines anteiligen Betriebs einer Netz- oder Umspannebene würde es zu einer nicht gerechtfertigten, doppelten Berücksichtigung der installierten Leistungen in der nachgelagerten Ebene kommen und somit zu einer Überschätzung der Belastung aus der Integration der EE-Anlagen.

72 Kann die installierte Leistung den einzelnen Netzteilen nicht direkt zugeordnet werden, so ist der anzusetzende Anteil der installierten Leistung anhand des Anteils der über das eigene Umspannwerk entnommenen Jahreshöchstlast zu bemessen.

73 Dem Vortrag einzelner Stellungnahmen, dass derartige Sachverhalte nicht separat Berücksichtigung finden könnten, da das Verfahren pauschal sei, tritt die Beschlusskammer entschieden entgegen. Richtig ist zwar, dass Pauschalierungen und Einzelfallgerechtigkeit in einem natürlichen Spannungsverhältnis stehen. Dies bedeutet wiederum nicht, dass im Rahmen eines pauschalierenden Modells keine (Spezial-) Regelungen getroffenen werden dürften, um eine möglichst große Einzelfallgerechtigkeit herzustellen.

74 Vorliegend ist die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Abwägung zu dem Ergebnis gelangt, dass der zusätzliche Aufwand im Interesse einer höheren Richtigkeit gerechtfertigt ist. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass das Thema anteilig betriebene Spannungsebene nur einige Netzbetreiber betreffen dürfte. Im Übrigen zeigt auch der Vortrag anderer Stellungnahmen, dass der hier gewählte Ansatz durchaus sachgerecht ist.

5.4 Höhe des Schwellenwertes

75 Erhebliche Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen treten bei einer typisierenden Betrachtung und nach den Bestimmungen dieser Festlegung (vgl. Tenorziffer 2) auf, wenn die installierte EE-Leistung die Jahreshöchstlast einer Netz- oder Umspannebene um

200% übersteigt. Erst bei Überschreiten dieser Schwelle liegt eine Wälzungsberechtigung des Netzbetreibers aufgrund einer besonderen Betroffenheit für die entsprechende Netz- bzw. Umspannebene vor. Konzeptioneller Ausgangspunkt dieser Bestimmung ist der Zusammenhang zwischen zunehmender Einspeisung aus EE-Anlagen und dem daraus resultierenden Erfordernis der Verstärkung bzw. des Ausbaus der Netzinfrastruktur. Ein Netzbetreiber ist nach § 8 Abs. 1 EEG 2023 verpflichtet, Strom aus EE-Anlagen im Netz aufzunehmen. Gemäß § 12 Abs. 1 EEG 2023 sind Netzbetreiber zudem zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze verpflichtet um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Wenn der Abtransport der entsprechenden Mengen einen Ausbau der Netzinfrastruktur erfordert, führt dies zu erheblichen Mehrkosten.

76 Als Grundlage für eine kostenseitige Abbildung dieses Zusammenhangs kann auf Erkenntnisse und Erfahrungswerte zurückgegriffen werden, die sich bei Untersuchungen zur Planung von Verteilnetzen sowie Anwendungen von Analysetechniken wie der Modellnetzanalyse ergeben haben[2]:

- Bei einer geringen EE-Durchdringung[3] treten keine oder allenfalls sehr geringe Mehrkosten auf. Es werden noch keine Ausbau- oder Optimierungsmaßnahmen aus der Integration von EE-Erzeugung im Netz erforderlich. Der im Verteilernetz erzeugte Strom kann weitestgehend zur Deckung der Verbrauchslast eingesetzt werden und zu Rückspeisungen kommt es nur in geringem Maße. Gleiches gilt bei entsprechend hoher Jahreshöchstlast in einem Netz.

- Steigt der Anteil der EE-Leistung an der Jahreshöchstlast, kann es zu Handlungsbedarf aufgrund von Spannungshaltungsproblemen kommen. Es können punktuell Mehrkosten insbesondere für Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungshaltung (Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren oder Zubau von Blindleistungs-Kompensationsanlagen) entstehen. Diese Mehrkosten sind meist allerdings noch nicht signifikant.

[2] Vgl. consentec (2021) S. 22ff.
[3] Der Begriff EE-Durchdringung bezieht sich auf den Anteil der Nutzung eines Elektrizitätsverteilernetzes aus der direkten Einspeisung von EE-Anlagen gemäß § 3 Nr. 1 EEG.

- Erhebliche und mit steigender EE-Durchdringung weiter zunehmende Mehrkosten ergeben sich, wenn Rückspeiseleistungen in Richtung vorgelagerter Netze auftreten, die die Jahreshöchstlast einer Netz- oder Umspannebene übersteigen.

77 Mit anderen Worten fallen signifikante Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen an, sobald die maximale Rückspeiseleistung (RSmax) die Jahreshöchstlast (JHL) überschreitet, d.h. wenn gilt:

$$RSmax > JHL$$

78 Die maximale Rückspeiseleistung drückt aus, welche Leistung im Falle einer hohen Einspeisung und einer schwachen Last maximal in die nächsthöhere Netz- oder Umspannebene abtransportiert werden muss. Ist diese größer als die Jahreshöchstlast, für die das Netz ohnehin entsprechend der Versorgungsaufgabe dimensioniert werden muss, so ist davon auszugehen, dass das Netz erzeugungsgetrieben ausgebaut werden muss. Die hierfür anfallenden Mehrkosten sind somit auf den einspeisebedingten Netzausbau zurückzuführen. Im Falle eines hohen Anteils von EE-Einspeisung an der Gesamteinspeisung ist wiederum der erforderliche Netzausbau durch die Integration der EE-Anlagen bedingt. Die hieraus entstehenden zusätzlichen Kosten sind mithin als Mehrkosten der EE-Integration zu verstehen (EE-bedingte Mehrkosten[4]).

79 Die Integration von EE-Anlagen verursacht in den Verteilernetzen Mehraufwand. Signifikante Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen sind jedoch erst dann festzustellen, wenn Rückspeiseleistungen in die vorgelagerten Netzebenen auftreten. Die Einspeiselast übersteigt dann die tatsächliche Jahreshöchstlast der jeweiligen Netz- oder Umspannebene. Im Regelfall treten signifikante Mehrkosten daher dann auf, wenn die installierte EE-Leistung die Jahreshöchstlast einer Netz- oder Umspanneben um 200 % übersteigt. Die Netzauslegung der Leitungen und Transformatoren ist dann nämlich nicht mehr von der zu versorgenden Entnahmelast, sondern von dem Abtransport der Leistung in die vorgelagerten Netzebenen bestimmt. Die vorhandenen Betriebsmittel müssen dann ersetzt oder erweitert werden. Weiterhin ist festzustellen, dass der Zubau von EE-Anlagen ab der zuvor genannten Schwelle von 200% die dadurch bedingten Mehrkosten nicht sprunghaft, sondern kontinuierlich ansteigen lässt. Mit zunehmender EE-Durchdringung

[4] Zur Begriffsbestimmung und Erläuterung vgl. Anhang I.

wird die installierte Leistung aus den EE-Anlagen zum dominierenden Kostenfaktor der jeweiligen Netz- oder Umspannebene.

80 Eine weitere Differenzierung bei der Ermittlung des Schwellenwertes – etwa durch eine gesonderte Schwellenermittlung je Netz- und Umspannebene oder durch die Berücksichtigung von regionalen Besonderheiten innerhalb eines Netzgebiets – drängt sich aus Sicht der Beschlusskammer weder auf, noch wäre sie zu diesem Zeitpunkt zielführend. Die gesonderte Bestimmung des Schwellenwertes je Ebene ließe sich nur durch aufwendige und komplexe Analyseverfahren ermitteln. Ob die separat ermittelten Schwellenwerte gegenüber dem oben bestimmten Schwellenwert signifikant abweichen würden, ist dabei offen und wurde bislang nicht substantiiert vorgetragen.

81 Eine Differenzierung von regionalen Besonderheiten innerhalb eines Netzgebietes ist im vorhanden Regulierungssystem nicht vorgesehen. Es gilt der Grundsatz: ein Netzbetreiber, ein Netzentgelt. Regionale Besonderheiten in einem Netzgebiet könnten bspw. auch Auswirkungen auf das Qualitätselement oder das Regulierungskonto nach § 5 ARegV haben. Die regionale Heterogenität innerhalb eines Netzgebietes wird hier jedoch gerade nicht berücksichtigt. Sämtliche an eine Spannungsebene angeschlossenen Netzkunden sind innerhalb des Netzgebiets mit ihrem Netzentgelt gleich zu behandeln. Eine regionale Differenzierung der EKZ würde ferner bei der Anwendung auf einheitliche Netzentgelte zu Verzerrungen des Wälzungsbetrags führen.

82 Wollte man – ungeachtet dieser Systematik – konkret ermitteln, welche Kosten durch die Integration von EE-Anlagen unter Berücksichtigung von regionalen Besonderheiten innerhalb eines Netzgebiets verursacht werden bzw. welche Kosten davon über das gewöhnliche Maß bei dem jeweiligen Netzbetreiber hinausgehen, ließe sich dies nur durch ein aufwendiges und komplexes Analyseverfahren feststellen. Dazu wäre eine individuelle Kostenanalyse jedes einzelnen Netzbetreibers erforderlich, gefolgt von einer Vergleichsbetrachtung der Netzbetreiber unter Berücksichtigung individueller Besonderheiten. Ob umsetzbare Ergebnisse zu generieren wären, ist ungewiss. Zeitnah wären umsetzbare Ergebnisse in jedem Fall nicht zu generieren. Im Zuge von Bestrebungen der methodischen Weiterentwicklung des Qualitätselements wurde vor einigen Jahren im Rahmen eines Gutachtens die Möglichkeit der Berücksichtigung von regionalen Besonderheiten innerhalb eines Netzgebiets untersucht. Letztlich blieb unklar, ob und inwiefern die Ermittlung regionaler Besonderheiten einen Mehrwert generieren

würde. In jeden Fall stand der immense Aufwand, der zur Ermittlung erforderlich wäre, in keinem Verhältnis zum potentiellen Ertrag. Die Bestrebungen wurden nicht weiterverfolgt.

83 Die gewählte Herangehensweise, die Vereinfachungen und Vereinheitlichungen vornimmt, ist dagegen geeignet, unverzüglich mit hinreichender Sicherheit besondere Kostenbelastungen zu identifizieren und abzumildern. Mit der Annahme eines einheitlichen Schwellenwertes von 200%, wird dem Umstand Rechnung getragen, auf der einen Seite besondere Belastungen aus der Integration von EE-Anlagen verlässlich abzubilden und auf der anderen Seite eine zeitnahe Etablierung des Mechanismus sicherzustellen.

84 Für die Bestimmung der EKZ werden die Ist-Werte für die installierte EE-Leistung sowie die Jahreshöchstlast je Ebene herangezogen. In Bezug auf die zentralen Parameter für die Höhe der Wälzung wird damit auf gesicherte Erkenntnisse zurückgegriffen. Somit sind solche Netzbetreiber im Kalenderjahr t wälzungsberechtigt, die im Kalenderjahr t-2 den Schwellenwert von 200% erreichen. Das Heranziehen von Planwerten kommt angesichts der großen Unsicherheit hinsichtlich der Realisierung von angefragten Anschlusskapazitäten von EE-Anlagen zum Bestimmungszeitpunkt für die Beschlusskammer nicht in Betracht.

85 Die Abschätzung der durch die EE-bedingten Mehrkosten einer Netz-oder Umspannebene erfolgt anhand eines zu bestimmenden Faktors. Dabei liegen folgende Annahmen zur Grunde: Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Mehrkosten ab dem Schwellenwert näherungsweise proportional mit der Differenz von Rückspeiseleistung und Jahreshöchstlast zunehmen. Der Kostenbetrag pro Leistungseinheit (kW) bleibt dabei unverändert, unabhängig davon, ob der Schwellenwert von 200% erreicht ist. Weiterhin wird unterstellt, dass eine maximale zeitgleiche EE-Einspeiseleistung in Höhe von 70% der installierten Leistung aller EE-Anlagen auftritt, die an eine Netz- oder Umspannebene sowie an unterlagerte Ebenen angeschlossen sind. Ebenfalls ist davon auszugehen, dass die Last einer Netz- oder Umspannebene einen Mindestwert von ca. 40 % der jeweiligen Jahreshöchstlast in keinem Zeitpunkt unterschreitet. Hieraus ergibt sich ein Funktionszusammenhang, der es ermöglicht anhand einer mathematischen Funktion den Prozentsatz derjenigen durch Erneuerbare-Energien bedingte Mehrkosten zu identifizieren. Die getroffenen Annahmen basieren auf

ingenieurwissenschaftlichen Auswertungen und Erfahrungen[5] und wurden anhand von öffentlich zugänglichen Daten plausibilisiert und bestätigt.

86 Die Annahmen, dass die maximale zeitgleiche EE-Einspeiseleistung 70% der installierten EE-Leistung beträgt, sowie, dass die Last einer Netz- oder Umspannebene einen Mindestwert von ca. 40 % der jeweiligen Jahreshöchstlast in keinem Zeitpunkt unterschreitet, wurden in einigen Stellungnahmen hinterfragt. Mit den öffentlich zugänglichen Daten der Informationsplattform zu Strommarktdaten SMARD der Bundesnetzagentur (www.smard.de) hat die Beschlusskammer die von ingenieurswissenschaftlichen Annahmen zur maximal zeitgleichen Erneuerbare-EE-Leistung in Höhe von ca. 70% und zur Mindestlast in Höhe von ca. 40% nachvollzogen. Für die Plausibilisierung der maximalen Einspeiseleistung hat die Beschlusskammer den Einfluss der Erneuerbare-Energien getrennt nach Photovoltaik (PV) und Wind-Onshore aber auch gesamthaft geprüft. Dabei wurde der höchste Einspeisewert in MWh eines Jahres zu der höchsten installierten Erzeugungsleistung in MW des Jahres in Bezug gesetzt. Bei der gesamthaften Betrachtung wurde der Mittelwert aus beiden Quotienten gebildet.

87 Für die Plausibilisierung des Anteils der Mindestlast an der Jahreshöchstlast wurde auf den realisierten Stromverbrauch (Gesamtnetzlast in MWh) mit dem niedrigsten und höchsten Wert in MWh in einem vollständigen Jahreszeitraum abgestellt. Der daraus gebildete Quotient ergibt den Anteil der Mindestlast an der Jahreshöchstlast.

88 Die Ermittlung der zeitgleichen maximalen Einspeiseleistung und der Mindestlast wurden für den Zeitraum 2019 – 2022 bundesweit und für das Jahr 2022 exemplarisch auch je Regelzone vorgenommen. Die folgende Tabelle zeigt für das Jahr 2022 die Ergebnisse und die zugrunde gelegten Daten:

[5] Vgl. consentec (2021).

	SMARD-Daten bundesweit	SMARD-Daten 50Hertz	SMARD-Daten Amprion	SMARD-Daten TenneT	SMARD-Daten Transnet BW
			Ermittlung der maximalen Einspeiseleistung		
Wind					
Max. Einspeisewert in MWh	43.837	16.039	9.923	17.532	1.580
Max. installierte Erzeugungsleistung in MW	55.289	19.735	10.874	22.976	1.704
Max. Einspeiseleistung (Quotient)	**0,79**	**0,81**	**0,91**	**0,76**	**0,93**
PV					
Max. Einspeisewert in MWh	38.134	10.972	8.585	14.453	5.028
Max. installierte Erzeugungsleistung in MW	57.744	15.753	12.895	21.816	7.280
Max. Einspeiseleistung (Quotient)	**0,66**	**0,70**	**0,67**	**0,66**	**0,69**
Gesamthafte Betrachtung max. Einspeiseleitung PV und Wind (Mittelwert beider Quotienten)	**0,73**	**0,75**	**0,79**	**0,71**	**0,81**
			Ermittlung der Mindeslast		
Stromverbrauch in MWh - Min-Wert	34.360	7.099	12.099	10.323	3.803
Stromverbrauch in MWh - Max-Wert	78.681	17.550	30.404	23.527	10.486
Mindestlast (Quotient)	**0,44**	**0,40**	**0,40**	**0,44**	**0,36**

89 Die Plausibilität der Ergebnisse der Auswertung der Beschlusskammer zur zeitgleichen maximalen Einspeiseleistung Erneuerbarer-Energien und zur Mindestlast wurde zudem von der consentec GmbH bestätigt.

90 Eine zeitgleiche Betrachtung von PV- und Onshore-Windeinspeisung würde aus Sicht der Beschlusskammer die tatsächlichen Wirkungen der Erneuerbaren Energien im jeweiligen Verteilernetz unterschätzen, da sich tendenziell je Netzgebiet und Netzebene deutlich geringere Durchmischungseffekte einstellen als in Gesamtdeutschland. Dies würde insbesondere in Netzgebieten, die von starker Windeinspeisung dominiert sind und bei denen daher ein technologiespezifischer Wert eher höher liegt, zu einer (deutlichen) Unterschätzung der EE-bedingten Mehrkosten führen. Zudem treten PV- und Windeinspeisung auch in der Regel mit unterschiedlicher Intensität in den verschiedenen Spannungsebenen auf, was ebenfalls gegen eine gemeinsame Betrachtung spricht.

91 Hinsichtlich der Anmerkungen in den Stellungnahmen, dass die Mindestlast von 40% der Jahreshöchstlast nicht für jeden Netzbetreiber repräsentativ sei und daher individuell ermittelt werden solle, wird auf die vorherigen Ausführungen in Rn. 80 verwiesen. Mit den getroffenen einheitlichen Annahmen für alle Spannungsebenen bzw. für alle Netzbetreiber wird dem Umstand Rechnung getragen, zeitnah einen belastbaren Mechanismus zu etablieren, um besondere Belastungen aus der Integration von EE-Anlagen zu identifizieren.

92 Abhängig von dem in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene erreichten tatsächlichen Schwellenwert oberhalb von 200% ergibt sich somit für die einzelne Netz- oder Umspannebene ein individueller wälzungsfähiger Prozentsatz der Netzkosten.

5.5 Ermittlung des Wälzungsbetrages

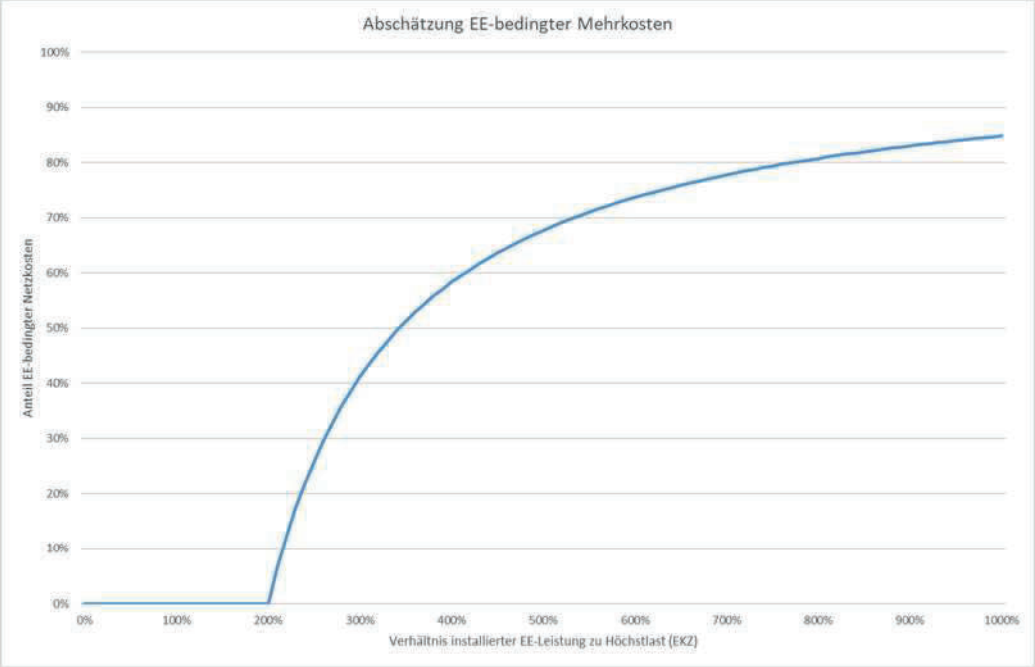
5.5.1 Anteil der EE-bedingten Mehrkosten

93 Erreicht ein Netzbetreiber in einer Netz- oder Umspannebene in einem Kalenderjahr den Schwellenwert von EKZ > 2, so kann er für diese Spannungsebene die anfallenden EE-bedingten Mehrkosten (vgl. Tenorziffer 5), unter Zugrundelegung des nach Tenorziffer 3 ermittelten Anteils, wälzen.

94 Auch für die Bestimmung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten gelten die konzeptionellen Überlegungen, wie sie bereits unter Rn. 75f. ausgeführt wurden. Die Netzauslegung eines Netzbetreibers ist historisch von der jeweiligen zeitgleichen Jahreshöchstlast der Entnahmen bestimmt gewesen. Mit zunehmender EE-Durchdringung verdrängt die Einspeiselast die entnahmeseitige Last als treibenden Faktor für die Auslegung des Netzes. Wie in Rn. 75 bereits dargestellt, ist von erheblichen EE-bedingten Mehrkosten auszugehen, wenn die Rückspeiseleistung einer Netz- oder Umspannebene in vorgelagerte Netze die Jahreshöchstlast übersteigt, für die das Netz ursprünglich dimensioniert wurde.

95 Der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten spiegelt daher näherungsweise wider, welcher Teil der Netzkosten eines Netzbetreibers dem Grad der EE-Durchdringung zuzuschreiben ist. Dabei wird unterstellt, dass der Anteil der EE-bedingten Netzkosten ab dem Schwellenwert von 2 nicht sprunghaft, sondern kontinuierlich mit zunehmender EE-Durchdringung ansteigt. Vor diesem Hintergrund wird der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten anhand einer mathematischen Funktion mit kontinuierlichem Verlauf abgebildet[6]:

[6] consentec (2021), S.23f.



96 Gemäß dem hyperbolischen Funktionsverlauf steigt mit zunehmender EE-Durchdringung der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten oberhalb der 200% -Schwelle zunächst überproportional an und flacht im weiteren Verlauf ab. Dies ist darin begründet, dass ab der Schwelle von 200% die Mehrinanspruchnahme des Netzes durch die ansteigende EE-Einspeisung zunächst überproportional zunimmt, mit einer weiter steigenden EE-Durchdringung die zusätzliche Netzinanspruchnahme durch weitere EE-Einspeisungen jedoch anteilsmäßig abnimmt. Der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten nähert sich dann asymptotisch der 100%-Marke. Erreicht wird diese aber nur in einem theoretischen Netz, das ausschließlich für den Abtransport von eingespeister Energie genutzt wird.

97 Waren die Netzkosten bislang vollständig durch die entnahmeseitige Netzinanspruchnahme bedingt, stellt sich mit zunehmender einspeiseseitiger Netzinanspruchnahme die Frage nach einer verursachungsgerechten Zuordnung der Netzkosten. Ab dem Schwellenwert von 2 sind die Netzkosten einer Netz- oder Umspannebene nicht mehr nur der entnahmeseitigen Netzinanspruchnahme zuzuordnen. Gleichzeitig sind die Netzkosten auch nicht vollständig der einspeiseseitigen Netzinanspruchnahme zuzuordnen, da das Netz weiterhin die (ursprüngliche) entnahmeseitige Versorgung sicherstellen muss.

98 Setzt man den Grad der einspeiseseitigen Netzinanspruchnahme ins Verhältnis zu dem Grad der gesamten Netzinanspruchnahme (einspeiseseitig und entnahmeseitig) erhält man den Anteil der einspeiseseitigen Netzinanspruchnahme an der gesamten

Netzinanspruchnahme. Dieser steigt mit zunehmender EE-Durchdringung an. Unterstellt man entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau aus § 11 Abs. 1 EnWG weiterhin, dass die entnahmeseitige Netzinanspruchnahme der zeitgleichen Jahreshöchstlast entspricht und die einspeisebedingte Netzinanspruchnahme den Grad darstellt, um den die maximale Rückspeiseleistung die Jahreshöchstlast überschreitet, ergibt sich der oben dargestellte hyperbolische Funktionsverlauf. Der auf diese Weise ermittelte Anteil der EE-bedingten Inanspruchnahme des Netzes stellt ein sachgerechtes Maß für den Anteil der EE-bedingten Mehrkosten dar.

99 Der beschriebene Zusammenhang lässt sich anhand eines vereinfachenden Beispiels verdeutlichen: Ist ein Netz beispielsweise für eine entnahmeseitige Jahreshöchstlast von 100 dimensioniert und es tritt eine Rückspeiseleistung auf, die die Jahreshöchstlast um 200 übersteigt, würde die Gesamtinanspruchnahme des Netzes 300 betragen. Der Anteil der Mehrinanspruchnahme des Netzes durch Rückspeisungen entspricht dann 2/3 der Netzkapazität und die Inanspruchnahme der Entnahme 1/3. Diese Aufteilung gilt dann entsprechend auch für die Kosten.

100 Analog dieser Logik lässt sich auch die Berechnungsvorschrift zur Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten herleiten. So wird bei der Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten der Teil der Netzinanspruchnahme bestimmt, der durch die EE-Einspeisung zu signifikanten Mehrkosten führt. Wie oben beschrieben (vgl. Rn. 75), treten signifikante EE-bedingte Mehrkosten auf, wenn die maximale Rückspeiseleistung aus EE-Einspeisungen die Jahreshöchstlast übersteigt. Folglich wird bei der Bestimmung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten der Teil der Netzinanspruchnahme, bei dem die maximale Rückspeiseleistung die Jahreshöchstlast übersteigt, der gesamten Netzinanspruchnahme (last- und einspeiseseitige Inanspruchnahme) gegenübergestellt. Mit der ebenfalls oben genannten Annahme (vgl. Rn. 78), dass sich die maximale Rückspeiseleistung aus der Differenz der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung (ELmax) und der Mindestlast (ML) ergibt, basiert der Anteil EE-bedingter Mehrkosten gemäß Tenorziffer 4 auf folgendem Verhältnis:[7]

[7] Zur mathematischen Herleitung der Berechnungsvorschrift vgl. Anhang I.

$$Anteil\ EE - bedingter\ Mehrkosten = \frac{\text{RSmax>JHL}}{\text{ELmax>ML}}\ , mit\ EKZ > 2$$

101 Wie unter Rn. 86 erläutert, wird für die Abschätzung der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung ein durchschnittlicher Wert von 70% der installierten EE-Leistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen zugrunde gelegt. Für die Mindestlast wird ein Wert von 40% der maximalen Entnahmelast abgestellt.

102 Hinsichtlich der zuvor angegebenen Formel wurde in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier kritisiert, dass diese nicht vergleichbare Zeitpunkte verwende. Die Werte der Zeitreihen „Rückspeisung“ (maximale Rückspeisung RSmax), „dezentrale Einspeisung“ (maximale Einspeiseleistung ELmax) und „Entnahme“ (Mindestlast ML) seien mit unterschiedlichen Zeitstempeln in einer Gleichung dargestellt. Dabei seien maximale bzw. minimale Werte von Zeitreihen in einer Gleichung in Zusammenhang gebracht worden, der nur zufällig existiere. Die Zeitpunkte dieser maximalen bzw. minimalen Werte weiche jedoch in der Regel voneinander ab.

103 Für die Betrachtung der aus der Integration von EE-Anlagen entstehenden besonderen Kostenbelastungen ist das gewählte Vorgehen jedoch geeignet. Dabei werden Szenarien angenommen, in denen die Netzbelastung besonders hoch ist und grundsätzlich auftreten können. Jedenfalls muss das Netz für diese Belastungen der Stromverteilung ausgelegt bzw. ausgebaut werden. Die Stromnetze waren bislang dafür ausgelegt, die Jahreshöchstlasten aller Entnahmen zu bedienen. Durch den steigenden Zubau der erneuerbaren Anlagen müssen die Stromnetze nun auch in der Lage sein, den überschüssigen eingespeisten Strom in Schwachlastzeiten abzutransportieren. Somit ist es gerade richtig, die Kenngrößen in Ihrer Zeitungleichheit ins Verhältnis zu setzen.

104 Bei der Bestimmung des Wälzungsanteils handelt es sich um einen ingenieurswissenschaftlichen Ansatz. Dieser Ansatz nimmt Vereinfachungen und Vereinheitlichungen vor und ist einer individuellen Einzelfallbetrachtung vorzuziehen. Eine solche Einzelfallbetrachtung würde zu einem unverhältnismäßig hohen Aufwand sowohl bei den Netzbetreibern als auch den Regulierungsbehörden führen.

105 Vor dem Hintergrund der beschriebenen Zusammenhänge und Annahmen (vgl. Rn. 93ff.) wendet die Beschlusskammer für die Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten folgende Berechnungsvorschrift an:[8]

$$Anteil\ EE - bedingter\ Mehrkosten = \frac{0{,}7 * EKZ - 1{,}4}{0{,}7 * EKZ - 0{,}4}\ , mit\ EKZ > 2$$

106 Aus der Berechnungsvorschrift ergibt sich demnach unmittelbar, dass es nur zu einer Wälzung von Netzkosten kommt, wenn der Schwellenwert der EKZ überschritten wird.

5.5.2 Bemessungsgrundlage für die Mehrkostenermittlung

107 Als Bemessungsgrundlage für die Ermittlung der EE-bedingten Mehrkosten anhand des sich aus der obenstehenden Formel ergebenden prozentualen Kostenanteils sind gemäß Tenorziffer 4 die Kosten der jeweiligen Netz- und Umspannebene exklusive der intern gewälzten Kosten abzüglich der vorgelagerten Netzkosten und der vermiedenen Netzentgelte i.S.v. § 18 StromNEV (vNE) dieser Ebene heranzuziehen.

108 Gemäß § 14 StromNEV werden die Kosten der Netz- und Umspannebenen, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt (Kostenwälzung), soweit diese Kosten nicht der Entnahme von Netznutzern und Weiterverteilern aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene direkt zuzuordnen sind. Die Berücksichtigung dieser intern gewälzten Kosten aus der jeweils vorgelagerten Ebene als Bemessungsgrundlage für EE-bedingte Mehrkosten ist nicht sachgerecht, da es ansonsten zu einer Mehrfachberücksichtigung von Kosten kommen würde, die von der vor- in die nachgelagerte Ebene gewälzt werden. Intern gewälzte Kosten sind daher nicht Teil der Bemessungsgrundlage. Es sollen nur EE-bedingte Mehrkosten gewälzt werden, die sich direkt auf eine Spannungs- oder Umspannebene beziehen.

109 Die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers stellen ebenfalls keine direkten eigenen Kosten des jeweiligen Netzbetreibers dar. Eine Einbeziehung der vorgelagerten Netzkosten in die Ermittlung der zu wälzenden EOG-Anteile wäre daher sachfremd. Der EE-Ausbau im eigenen Netz eines Netzbetreibers wirkt für die vorgelagerten Netzkosten nicht kostenerhöhend.

[8] Zur mathematischen Herleitung der Berechnungsvorschrift vgl. Anhang I.

110 Seit der Neuregelung durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) werden vermiedene Netzentgelte für volatile EE-Einspeisungen nicht mehr als Netzkosten angesetzt und stellen somit auch keine EE-Integrationskosten für den jeweiligen Netzbetreiber dar. Folglich werden auch sie nicht bei der Mehrkostenermittlung berücksichtigt. Aufgrund des engen Wirkungszusammenhangs mit den vorgelagerten Netzkosten bleiben die vermiedenen Netzentgelte im Übrigen bei der Mehrkostenermittlung ebenfalls unberücksichtigt.

111 Wie durch Tenorziffer 4 klargestellt wird, bleiben die Kosten des konventionellen Messstellenbetriebs ebenfalls unberücksichtigt. Die Kosten des Messstellenbetriebs werden auf eigene Kostenstellen gebucht, die gemäß § 14 Abs. 4 StromNEV auch separate Kostenträger darstellen. Da aufgrund der Ermittlung der EE-bedingten Mehrkosten keine Zuordnung auf die Kostenträger des Messstellenbetriebs erfolgt, bleiben diese bei der Wälzung entsprechend unberücksichtigt.

112 Die Erlösobergrenze ist somit um die intern gewälzten Kosten, die vorgelagerten und vermiedenen Netzkosten nach § 11 Abs.2 S.1 Nr. 4 und 8 ARegV zu bereinigen und anschließend auf die jeweiligen vorhandenen Kostenträger aufzuteilen. Bei den vorgelagerten und vermiedenen Netzkosten nach § 11 Abs.2 S.1 Nr. 4 und 8 ARegV handelt es sich nicht um die originären Kosten des Verteilernetzes.

113 Um die Wälzungsbeträge der jeweiligen Netz- oder Umspannebene bestimmen zu können, sind zudem die Anteile der Erlösobergrenze der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zu ermitteln.

114 Zur Sicherstellung einer einheitlichen Ermittlung der Betroffenheit und der daraus resultierenden jeweiligen Wälzungsbeträge je Spannungsebene ist der Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr.3 und 4 ARegV (insbesondere Tabellenblatt B1.) zu verwenden.

115 Durch den Rückgriff auf Plan-Werte in der angepassten Erlösobergrenze des Kalenderjahres t wird vermieden, dass ein zu großer Zeitverzug zwischen tatsächlich angefallenen EE-bedingten Mehrkosten eines Kalenderjahres und der Möglichkeit der Kostenwälzung eintritt. Zudem knüpft die Vorgehensweise an die derzeit bestehenden Regelungen zur Anpassung der Erlösobergrenze an, so dass der zusätzliche Aufwand minimiert wird. Würde man hinsichtlich des Anteils EE-bedingter Mehrkosten und sämtlicher direkter Kosten des Netzbetreibers gesicherte Erkenntnisse zugrunde legen, ergäbe sich ein Verzug von mindestens 3 Jahren. Aus Sicht der Beschlusskammer

gewährleistet die Vorgehensweise der Abwicklung somit ein Gleichgewicht zwischen möglichst sicheren Erkenntnissen hinsichtlich des Kreises der betroffenen Netzbetreiber und zeitnahen Wälzungsmöglichkeit der Mehrkosten.

5.5.3 Einfache Methodik und Korrekturfaktor

116 Das mit dieser Festlegung getroffene Modell der Ermittlung besonderer Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien greift auf verschiedene (ingenieurwissenschaftliche) Annahmen und Vereinfachungen zurück. Dies betrifft beispielsweise die Zusammensetzung der EKZ, die Herleitung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung oder die Annahme eines proportionalen Zusammenhangs zwischen EE-bedingten Mehrkosten und der Jahreshöchstlast. Hinsichtlich der Plausibilität der Vereinfachungen und Annahmen verweist die Beschlusskammer auf die Ausführungen der vorherigen Abschnitte sowie auf das Gutachten der consentec GmbH über funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz - Ansätze zur Annäherung regionaler Entgeltniveaus vom 25.11.2021.

117 Die Beschlusskammer hat sich bewusst dagegen entschieden, die Ermittlung der EE-bedingten Mehrkosten auf bestimmte EE-Anlagen, bestimmte Netzbetriebsmittel oder Baumaßnahmen zu beziehen. Die Zuordnung von Netzbetriebsmitteln oder Baumaßnahmen zu einem einzelnen Kostentreiber ist in der Praxis häufig nicht möglich. Wie die consentec GmbH daher aus Sicht der Beschlusskammer richtig und nachvollziehbar ausführt, würde eine Beschränkung der Kostenverteilung auf Maßnahmen, die eindeutig und dauerhaft ausschließlich dem EE-Zubau zuzuschreiben sind, die Wirksamkeit des Modells zur Entlastung von besonders von der EE-Integration betroffenen Netzbetreibern stark begrenzen.[9]

118 Die Beschlusskammer geht ferner davon aus, dass differenziertere Ansätze lediglich geringfügig weniger Unschärfen beinhalten würden. Denkbar wäre hier beispielsweise eine nach EE-Technologien differenzierte EKZ oder die Berücksichtigung der Größe der EE-Anlagen bei der Ermittlung der Kennzahl. Die ggf. leicht geringfügigeren Unschärfen stünden indes zu dem merklich höheren Aufwand bei der Ermittlung der Kennzahl in keinem Verhältnis.

[9] consentec (2021), S.19.

119 Dabei hat die Beschlusskammer auch nicht übersehen, dass der gewählte Ansatz weitere Kostentreiber, die neben der Jahreshöchstlast grundsätzlich bestehen können und die sich ebenfalls auf die EE-bedingten Mehrkosten auswirken können, vernachlässigt. Hierzu zählen insbesondere strukturelle Aspekte wie die Anzahl oder die räumliche Verteilung von Anschlüssen. Eine Ermittlung der konkreten Einflüsse verschiedener Kostentreiber ist faktisch jedoch kaum leistbar und würde zudem das Ziel eines handhabbaren Ansatzes für Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten konterkarieren.

120 Vor diesem Hintergrund sieht die Beschlusskammer einen Korrekturabschlag im Hinblick auf die Kostenbelastung aller Netznutzer auf die ermittelten EE-bedingten Mehrkosten in Höhe von 10% vor. Der wälzungsmindernde Abschlag ist dadurch bedingt, dass die zuvor beschriebene Vernachlässigung weiterer Kostentreiber im Zweifel die gegenläufige Wirkung hat (wälzungserhöhend). Dieser Korrekturabschlag ist geeignet, die zuvor adressierten und mit der Einführung eines neuen Mechanismus verbliebenen sonstigen Gesichtspunkte angemessen abzubilden. Gleichzeitig wird die mit dieser Festlegung beabsichtigte Entlastung der Netzbetreiber, die besonderen Kostenbelastungen aus der EE-Integration ausgesetzt sind, nicht wesentlich eingeschränkt. Dabei bietet sich die vorgesehene Evaluierung im Jahr 2028 (vgl. Tenorziffer 11) an, sowohl die Erforderlichkeit als solche als auch die Höhe des Korrekturfaktors einer erneuten Prüfung zu unterziehen.

5.6 Berücksichtigung und Verteilung der Kostenbelastungen

121 Nach Tenorziffer 5 sind betroffene Netzbetreiber berechtigt, ihren individuellen Wälzungsbetrag an die Übertragungsnetzbetreiber zu melden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben den betroffenen Netzbetreibern die gemeldeten individuellen Wälzungsbeträge zum Ausgleich EE-bedingter Mehrkosten nach Tenorziffer 6 zu erstatten. Die daraus resultierenden Kosten können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden.

122 Die Rechtsgrundlage für die Berücksichtigung und Verteilung der ermittelten besonderen Kostenbelastungen findet sich in § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 i), S. 5 EnWG. Danach kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zur Methodik treffen, nach der besondere Kostenbelastungen, die aufgrund einer Festlegung nach Buchstabe h) ermittelt werden, bundesweit anteilig verteilt werden können, wobei sowohl festgelegt werden kann, ob und wie diese bei der Ermittlung der netzebenenspezifischen Kosten der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu berücksichtigen sind, als auch, wie diese anderweitig angemessen anteilig auf die Netznutzer zu verteilen sind. Ferner erlaubt es § 21 Abs. 3

S. 5 EnWG der Regulierungsbehörde, von den Vorgaben einer Rechtsverordnung nach § 24 EnWG in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung abzuweichen oder ergänzende Regelungen zu treffen.

123 Zur Erreichung einer größeren Verteilungsgerechtigkeit sollen jene Netzbetreiber einen finanziellen Ausgleich erhalten, denen erhebliche Mehrkosten durch die EE-Integration entstehen. Durch diesen finanziellen Ausgleich sollen ihre Netzentgelte gesenkt und mithin die an das Netz angeschlossenen Netznutzer entlastet werden.

124 Die Erstattung und Verteilung der Mehrkosten nach Tenorziffer 8 knüpft an den bestehenden Mechanismus zur Verteilung von entgangenen Erlösen nach § 19 Abs. 2 S.13-16 StromNEV an. Hierbei handelt es sich um einen etablierten Mechanismus, anhand dessen ebenfalls bestimmte Netzkosten auf alle Netznutzer gleichmäßig verteilt werden. Hiermit einher gehen die Privilegierungen und Ausnahmen nach den § 19 Abs. 2 S. 15 2. HS und S. 16 StromNEV. Durch die Anbindung der Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten an den bestehenden Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV werden der administrative und finanzielle Aufwand sowie etwaige Fehlerquellen bei der Ermittlung und Wälzung durch den Rückgriff auf einen bereits praxiserprobten Mechanismus geringgehalten. Entsprechend erweist sich der bestehende Mechanismus als erforderlich, geeignet und verhältnismäßig für eine zeitnahe Umsetzung.

125 Anknüpfend an den bisherigen Mechanismus sind den Übertragungsnetzbetreibern die ermittelten individuellen Wälzungsbeträge zum Ausgleich EE-bedingter Mehrkosten jährlich mitzuteilen (vgl. Tenorziffer 5). Die Mitteilung hat im Rahmen der Netzentgeltbildung nach § 20 Abs. 1 EnWG bis zum 15.10. des Kalenderjahres zu erfolgen. Erfolgt die Meldung des individuellen Wälzungsbetrages nach diesem Stichtag, entfällt für die Übertragungsnetzbetreiber die Pflicht zur Erstattung gemäß Tenorziffer 5.b. Eine solche Regelung ist erforderlich, um den Übertragungsnetzbetreibern die rechtssichere Bildung eines Aufschlages nach Tenorziffer 6 zu ermöglichen und sie vor Liquiditätsrisiken zu schützen. Der Aufwand zur Ermittlung des eigenen individuellen Wälzungsbetrages stellt sich aufgrund der klaren Berechnungsvorgaben dieser Festlegung und des Rückgriffs auf Strukturparameter im t-2 Verzug als verhältnismäßig gering dar. Vor diesem Hintergrund erweist sich die Meldefristregelung nach Tenorziffer 5.b für die Meldung des individuellen Wälzungsbetrages als angemessen.

126 Weiterhin haben die nach betroffenen Netzbetreiber den ermittelten Wälzungsbetrag spätestens zum 01.10. des Kalenderjahres t-1 der jeweils zuständigen

Regulierungsbehörde anzuzeigen. Der Wälzungsbetrag ist unter Anwendung des zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV zu ermitteln. Der für die Ermittlung des Wälzungsbetrags ausgefüllte Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV ist an die jeweils zuständige Regulierungsbehörde zu übermitteln. Es genügt, wenn der Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV zum 01.10. des Kalenderjahres t-1 lediglich alle Angaben zur Ermittlung des Wälzungsbetrags beinhaltet. Die Übermittlung des vollständig ausgefüllten Erhebungsbogens einschließlich Verpobung der Netzentgelte hat nach § 28 Nr. 3 und 4 ARegV erst zum 01.01. des Kalenderjahres t zu erfolgen. Diese Verpflichtung nach Tenorziffer 5. d) gilt ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

127 Die Erstattung nach Tenorziffer 8 hat für den im Kalenderjahr t-1 gemeldeten Wälzungsbetrag innerhalb eines Zeitraums von zwölf Monaten zu erfolgen. Diesbezüglich wird auf die bestehende Praxis im Rahmen der Erstattung der entgangenen Erlöse nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV verwiesen.

128 Netzbetreiber, die regelzonenübergreifend tätig sind, haben gemäß Tenorziffer 5 den Wälzungsbetrag nach dem gemeldeten Stromabsatz je Regelzone zu schlüsseln und den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern anteilig mitzuteilen. Auch insofern wird auf die bestehende Praxis im Rahmen der Abwicklung der entgangenen Erlöse nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV verwiesen.

129 Tenorziffer 7 erlaubt den Übertragungsnetzbetreibern die gemeinsame Abrechnung des Aufschlags nach Tenorziffer 6 und des Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV als Aufschlag für besondere Netznutzung. Der bestehende Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV bleibt durch die Regelungen dieser Festlegung unberührt. Durch die Regelungen in Tenorziffer 6 kann sich lediglich der zu wälzende Gesamtbetrag aus dem bisherigen Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV um den Wälzungsbetrag zum Ausgleich EE-bedingter Mehrkosten (Tenorziffer 7) erhöhen. Die notwendige Transparenz wird ferner durch die Veröffentlichungspflichten in Tenorziffer 7 sichergestellt.

130 Einige Stellungnahmen forderten, eine gesonderte Umlage einzuführen, da die vorgesehene Wälzung über den bestehenden Mechanismus nach § 19 StromNEV die Transparenz für Verbraucher verringere. Dieser Vortrag ist vor dem Hintergrund der Regelungen in Tenorziffer 7 unbegründet. Wie zuvor bereits erläutert, sind beim Ausweis

und der Veröffentlichung des Aufschlags für besondere Netznutzung der Aufschlag nach Tenorziffer 6 und der Aufschlag, der sich aus dem bisherigen Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV ergibt, einschließlich der auf die beiden Positionen jeweils entfallenden periodenfremden Aufwendungen getrennt auszuweisen (vgl. Tenorziffer 7). Diese Veröffentlichung macht es für jedermann nachvollziehbar, wie sich der Aufschlag für besondere Netznutzung zusammensetzt.

131 Der Hinweis in einigen Stellungnahmen, dass die Anknüpfung an den bestehenden Mechanismus nach § 19 Abs. 2 StromNEV für die beteiligten Netzbetreiber mit Mehrkosten verbunden sei, spricht aus Sicht der Beschlusskammer keineswegs gegen das geplante Vorgehen. Insbesondere knüpft die Beschlusskammer an einen etablierten Mechanismus an. Vermeintliche (Abwicklungs-)Mehrkosten entstünden auch nur für solche Netzbetreiber, die durch die Wälzung begünstigt würden, daher ist der damit verbundene Aufwand hinzunehmen. Nicht zuletzt geht die Beschlusskammer davon aus, dass ein etwaiger Mehraufwand bei der Anknüpfung an einen bestehenden Mechanismus im Vergleich zur Einführung eines gänzlich neuen Mechanismus deutlich geringer ausfällt und somit (auch für die betroffenen Netzbetreiber) vorzugswürdig ist.

132 Die darüber hinaus vorgetragene Sorge, dass bei der Verwendung der § 19 StromNEV-Umlage erhebliche technische Umsetzungsschwierigkeiten zu erwarten seien und dass eine Abwicklung entsprechend § 19 StromNEV zu erheblich mehr Komplexität führe, hält die Beschlusskammer für unbegründet. Eine Wälzung von Kosten zwischen einer Vielzahl von Netzbetreibern ist angesichts der Komplexität der Kosten- und Entgeltbildungsmechanismen stets auch mit Komplexität behaftet. Der bestehende Mechanismus auf Grundlage von § 19 Abs. 2 StromNEV hat sich jedoch in der Praxis bewährt. Etwaige Fallstricke sind hier bei weitem besser zu überblicken als bei der Schaffung eines neuen Instruments. Der Vortrag, dass der Mechanismus nach § 19 Abs. 2 StromNEV viele Fallstricke und Einfallstore für nachträgliche und gravierende Anpassungen und Gestaltungsspielräume offenbare, wird von der Beschlusskammer nicht geteilt. Vielmehr hat sich ein gut funktionierender Modus Operandi eingestellt.

133 Die in diesem Zusammenhang als neues Instrument grundsätzlich denkbare horizontale Kostenwälzung – d. h. die (EE-bedingten) Mehrkosten eines Netzbetreibers in einer Netzebene würden auf die Netzkosten der gleichen Spannungsebene der übrigen Netzbetreiber abgewälzt – offenbart demgegenüber erhebliche Schwierigkeiten und ungelöste Umsetzungsfragen. Zunächst wäre bei diesem Ansatz z. B. ungeklärt, wonach

sich der Anteil bemisst, mit dem die übrigen Netzbetreiber „belastet“ würden bzw. der auf sie abgewälzt würde. Ebenfalls unklar ist, ob es überhaupt sachgerecht wäre, dass die Kosten in der gleichen Spannungsebene verbleiben bzw. dort vollständig getragen werden. Durch die unterschiedlichen Abnahmestrukturen der Netzbetreiber würde eine derartige horizontale Wälzung die Kundengruppen von Netzbetreibern, denen Kosten zugewälzt würden, unterschiedlich belastet. Eine Wälzung auf der Niederspannungsebene würde bspw. die Kunden der Hoch- und Mittelspannung nicht betreffen. Dagegen würde eine horizontale Wälzung in der Hochspannung durch die herkömmliche Kostenwälzung nach § 14 StromNEV auch Kunden der Mittel- und Niederspannung belasten. Auch administrativ ergäben sich erhebliche Herausforderungen: Damit alle Netzbetreiber ihre Entgeltbildung ordnungsgemäß durchführen können, müssten sie frühzeitig – und zwar in aller Regel vor dem 01.10. eines Kalenderjahres – wissen, welcher Betrag ihnen in welcher Ebene zugewälzt wird. Dies wiederum würde für alle nach dieser Festlegung betroffenen Netzbetreiber bedeuten, dass sie noch früher den Wälzungsbetrag bestimmen und melden müssten. Welche Stelle die Entgegennahme der Meldungen und Abwicklung übernimmt bzw. übernehmen könnte, wäre ebenfalls offen.

134 Der Vorwurf, dass eine Verteilung von Kosten zwischen den Netzbetreibern nicht kostenverursachungsgerecht sei und nicht zum Wesen des deutschen Regulierungssystems gehöre, geht insoweit fehl, als dass bereits mit den Vorgaben nach § 19 StromNEV Ausnahmen reglementiert sind. Vom Grundsatz, dass eine kostenverursachungsgerechte Netzentgeltbildung zu erfolgen hat, kann demnach in begründeten Fällen, wie der besonderen Netznutzung, abgewichen werden.

5.7 Abwicklungssystematik

135 Im Rahmen der Abwicklungssystematik müssen verschiedene Aspekte Berücksichtigung finden, etwa, dass kein unangemessener Zeitverzug zwischen Feststellung und Erstattung der EE-bedingten Mehrkosten entsteht. Die Beschlusskammer wählt daher einen Ansatz, der sowohl Ist- als auch Plan-Werte der Netzbetreiber einbezieht. Dieser Ansatz erlaubt eine sachgerechte Überprüfung der Werte im Nachgang und damit einhergehend einen ggf. erforderlichen Plan-Ist –Abgleich der Wälzungsbeträge.

5.7.1 Entgeltbildung und Verprobung

136 Die Entgeltbildung sowie die Verprobung für das Kalenderjahr t erfolgt im Kalenderjahr t-1. Grundlage bildet die angepasste Erlösobergrenze, welche über die Kostenträgerrechnung sachgerecht auf die betriebenen Netz- und Umspannebenen aufzuteilen ist. Die für jede Netz-und Umspannebene getrennt ermittelten individuellen Wälzungsbeträge verringern sodann die Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene (vgl. Tenorziffer 9).

137 Die insoweit verringerten Kosten einer Netz- oder Umspannebene werden wie üblich mit Hilfe der erwarteten Mengen in Entgelte umgesetzt (vgl. Tenorziffer 9).

138 Der Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr.3 und 4 ARegV, der erweitert wurde um die Ermittlung der Betroffenheit und der daraus resultierenden Wälzungsbeträge, ist dabei zu verwenden.

5.7.2 Soll-/Ist-Abgleich im Regulierungskonto

139 Die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen wird nach § 5 Abs. 1 ARegV im Rahmen des Regulierungskontos ermittelt und nach § 5 Abs. 3 ARegV über den verzinsten Regulierungskontosaldo annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt.

140 Da der individuelle Wälzungsbetrag unter Heranziehung angepassten Erlösobergrenze nach § 4 ARegV des Kalenderjahres t bestimmt wird, können sich im Nachgang auch für den Wälzungsbetrag entsprechende Differenzen ergeben.

141 Gemäß Tenorziffer 10 fließen die Differenzen zwischen dem Wälzungsbetrag der unter Zugrundelegung der nach § 4 ARegV angepassten Erlösobergrenze für das Kalenderjahr t seitens des Netzbetreibers ermittelt wurde und dem Wälzungsbetrag, der sich unter Zugrundelegung der im Nachgang im Rahmen des Regulierungskontos geprüften Erlösobergrenze für das Kalenderjahr t ergibt, jedoch nicht in den Saldo des Regulierungskontos des jeweiligen Netzbetreibers ein. Vielmehr mindern oder erhöhen die Differenzen bei Vorliegen des genehmigten Regulierungskontosaldos des Kalenderjahres t den Wälzungsbetrag für das nächste Kalenderjahr. Da der Regulierungskontosaldo des Kalenderjahres t in der Regel im Kalendarjahr t+2 genehmigt wird, kann die sich aus festgestellten Differenzen ergebende Minderung oder Erhöhung des Wälzungsbetrages in der Regel frühestens im Kalenderjahr t+3 erfolgen. Der Abgleich

des Wälzungsbetrags erfolgt somit im Rahmen des Verteilungsmechanismus. Dies ist insofern geboten, als dass die bundesweiten Netznutzer, über die die Wälzungsbeträge umgelegt werden, möglichst zeitnah eine Korrektur ihrer geleisteten Zahlungen erfahren sollen.

142 Differenzen zwischen den im Kalenderjahr t-1 gemeldeten Wälzungsbeträgen und dem tatsächlichen Wälzungsbetrag für das Kalenderjahr t können sich insofern nur aus Korrekturen zwischen der nach § 28 Nr.1 ARegV angepassten Erlösobergrenze und den geprüften zulässigen Erlösen nach § 4 ARegV resultieren.

143 In den Stellungnahmen wurde angeregt, beim Abgleich des individuellen Wälzungsbetrages auch die Ist-Werte der installierten Leistung und der Last durch die installierte Leistung und die Last des Kalenderjahres t zu ersetzen. Die nachträgliche Korrektur und Aktualisierung der Strukturdaten im Rahmen des Regulierungskontos ist nicht vorgesehen. Die Strukturdaten fließen mit einem t-2 Verzug als gesicherte Erkenntnisse in die Anspruchsvoraussetzungen ein. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass nur diejenigen Verteilernetzbetreiber von der Regelung Gebrauch machen dürfen, die zum Zeitpunkt der Ermittlung der Wälzungsbeträge tatsächlich bereits in erheblichem Ausmaß von der Integration der EE-Anlagen betroffen sind.

144 Eine Aktualisierung der Strukturdaten würde die Differenzen zwischen den im Kalenderjahr t-1 gemeldeten Wälzungsbeträgen und den tatsächlichen Wälzungsbeträgen für das Kalenderjahr t deutlich erhöhen, da sich hiermit sowohl der Kreis der betroffenen Verteilernetzbetreiber als auch die ermittelten EKZ nachträglich verändern würden. Um die Schwankungsbreite der Wälzungsbeträge und damit die Komplexität des Regulierungskontos nicht unnötig zu erhöhen und damit die bessere Planbarkeit zu gewährleisten wird keine nachträgliche Anpassung der Strukturdaten vorgenommen.

145 Darüber hinaus wurde in den Stellungnahmen angemerkt, dass die Verknüpfung des Wälzungsbetrages mit der Erlösobergrenze eher noch zur Erhöhung der Komplexität des Verwaltungsverfahrens „Regulierungskontosaldo“ beitragen würde. Mit der vorgesehenen Regelung wird die Steigerung der Komplexität des Regulierungskontos soweit wie möglich begrenzt. Eine zur Erlösobergrenze alternative Bemessungsgrundlage für die Wälzungbeträge scheint zudem weder sachgerecht noch geboten. Die Entlastung der betroffenen Netzkunden über ihre Netzentgelte kann nur über deren Bemessungsgrundlage, der Erlösobergrenze sachgerecht erfolgen.

5.8 Evaluierung der Festlegung

146 Die Beschlusskammer hat sich dagegen entschieden, die vorliegende Festlegung im Hinblick auf einen konkreten Zeitpunkt zu befristen. So ist insbesondere nicht absehbar, dass sich die grundlegende Problematik (sehr hohe Netzentgelte in Regionen, die bei verhältnismäßig geringer Last von einem starken Zubau dezentraler Erzeugung betroffen sind, gegenüber bundesweiten, durchschnittlichen Netzentgelten) zu einem bestimmbaren Zeitpunkt erheblich verbessert oder erledigt. Die Befristung einer Regelung führt zudem unweigerlich zu (Planungs-)Unsicherheiten. Der unbefristete Erlass einer Festlegung ist dabei auch kein „Novum“ in der Beschlusspraxis der Beschlusskammer 8. Eine Befristung ist abhängig vom Gegenstand und einer Periodenbezogenheit. Erst kürzlich wurde beispielsweise – ebenfalls ohne Befristung – die Festlegung BK8-22/010-A[10] erlassen.

147 Tenorziffer 11 sieht hingegen eine Evaluierung der mit dieser Festlegung getroffenen Regelungen im Jahr 2028 vor. Dabei sollen insbesondere folgende Aspekte betrachtet werden: Anpassungsbedarf aufgrund der Aufhebung der ARegV und StromNEV zum 31.12.2028 (vgl. Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405)), Entwicklungen der EKZ in den Netzen mit fortschreitendem dezentralen Zubau, entlastende und belastende Auswirkungen der Festlegung, die Gefahr und das Ausmaß von Tarifanomalien, erneute Überprüfung besserer Datenverfügbarkeit aufgrund fortgeschrittener Digitalisierung zur Validierung der getroffenen Annahmen, die Erforderlichkeit und Angemessenheit des Korrekturfaktors und das Eintreten von unerwünschten Anreizen bzw. Fehlanreizen bei den einzelnen Regelungsinhalten, wie bspw. zahlreiche Netzaufteilungen bzw. Netzstrukturveränderungen.

148 Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass sich die Bundesnetzagentur mit einer grundlegenden Analyse der Netzentgeltsystematik befassen wird. Hierbei wird insbesondere geprüft, inwiefern bei dem heute gültigen Netzentgeltsystem Anpassungsbedarf besteht. Auswirkungen etwaiger Ergebnisse dieser Analyse auf die

[10] Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG, beschlossen am 23.11.2023.

hier vorliegenden Regelungen können bei der Evaluierung und Fortentwicklung dieser Festlegung ebenfalls Berücksichtigung finden.

149 Dabei ist der Evaluierungszeitpunkt im Jahr 2028 geeignet, die verschiedenen Aspekte einer erstmaligen Bewertung und ggf. Anpassung zuzuführen. Zum einen erfordert die Bewertung mancher Aspekte die Beobachtung der Entwicklung über mehrere Jahre. Zum anderen läuft zum 31.12.2028 die ARegV und die StromNEV aus (s.o.), sodass insbesondere im Bereich der Abwicklung nach 2028 Anpassungsbedarfe entstehen.

150 Im Übrigen und lediglich klarstellend weist die Beschlusskammer darauf hin, dass die Bundesnetzagentur gem. § 29 Abs. 2 EnWG befugt ist, eine nach § 29 Abs. 1 EnWG getroffene Festlegung nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den gesetzlichen Voraussetzungen genügt. Nach der ständigen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs ist eine Änderung gemäß § 29 Abs. 2 S 1 EnWG auch dann zulässig, wenn die einschlägigen Rechtsvorschriften unverändert geblieben sind, sich nach dem Erlass der betroffenen Regelung aber neue Erkenntnisse ergeben haben, die zu der Beurteilung führen, dass die bisherige Regelung den Anforderungen dieser Rechtsvorschriften nicht genügt (BGH, Beschl. v. 12.06.07.2016 – EnVR 15/15, Rn. 35).

151 Sinn und Zweck des § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG besteht demnach darin, der Regulierungsbehörde flexible Instrumente an die Hand zu geben, die notwendig sind, um die getroffenen Entscheidungen an veränderte tatsächliche oder rechtliche Verhältnisse anzupassen und so die Effektivität der Regelung zu sichern (vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 23.03.2022 – VI-3 Kart 25/21 (V), Rn. 104).

5.9 Verfahrensregelungen

152 Tenorziffer 12 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Hiernach ist die Regelung in der Tenorziffer 5. d) eine Verfahrensvorschrift und berührt gemäß § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gilt ausschließlich gegenüber Netzbetreibern die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

153 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelungen zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelung zu verweisen. Auch unabhängig von der konkreten verfahrensrechtlichen Ausgestaltung im

Einzelfall können bundesweit materiell einheitliche Modalitäten in Bezug auf die Ermittlung und Verteilung besonderer Kostenbelastungen einzelner Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien festgelegt werden.

6. Ermessen

154 Bei der Ausgestaltung der Festlegung steht der Regulierungsbehörde ein Entscheidungsspielraum zu. Die Bundesnetzagentur hat nach dem Wortlaut des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h und i) EnWG i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG einen weitreichenden Ermessensspielraum erhalten. Die gesetzliche Grundlage macht insofern weder eine Vorgabe zur Methodik der Ermittlung besonderer Kostenbelastungen (Nr. 3 h) noch zur Methodik der Berücksichtigung und Verteilung besonderer Kostenbelastungen (Nr. 3 i).

155 Die inhaltliche Zweckdienlichkeit und der legitime, öffentliche Zweck der Regelungsinhalte wurde unter Abschnitt 5 bereits erörtert. Die gewählte Ausgestaltung der Ermittlung und Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist zudem geeignet und erforderlich, um den Anforderungen des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h und i) nachzukommen.

156 Sie erlaubt eine kurzfristig umsetzbare Entlastung von Netzbetreibern – bzw. den dort angeschlossenen Netznutzern – die starken Kostenbelastungen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ausgesetzt sind. Die Erforderlichkeit einer Regelung in dieser Hinsicht zeigt sich besonders eindrücklich in der wachsenden Spreizung zwischen Netzentgelten in Regionen, die bei verhältnismäßig geringer Last von einem starken Zubau dezentraler Erzeugung betroffen sind, und dem bundesweiten Durchschnittsnetzentgelt. Haushaltskunden mit einem beispielhaften Verbrauch von 3.500 kWh/a, die in der Niederspannungsebene in Netzgebieten angeschlossen sind, die von einem besonders starken Zubau dezentraler Erzeugung betroffen sind, zahlten im Jahr 2023 Netzentgelte in Höhe von bis zu 15,29 ct/kWh (Netzgebiet: Schleswig-Holstein Netz AG, vgl. auch Eckpunktepapier, Anhang IV). Dementgegen betrug das Durchschnittsnetzentgelt für Haushaltskunden in der Niederspannung im Jahr 2023 9,35 ct/kWh[11].

[11] Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 2023, S.23.

157 Darüber hinaus sind die mit dieser Festlegung getroffenen Regelungen auch angemessen. Die vorgesehene Entlastung zielt lediglich auf besondere Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ab, die über das seitens der Netzbetreiber übliche Maß an Kosten zur Integration von EE-Anlagen oder anderer Maßnahmen aufgrund der Energiewende hinausgehen.

158 Das ursprünglich von der consentec GmbH entwickelte und von der Beschlusskammer mit dieser Festlegung weiterentwickelte Modell ermöglicht eine netzebenenscharfe, hinreichend präzise Bestimmung besonderer Kostenbelastungen. Grundlage für die Bestimmung dieser Kostenbelastungen bilden auf der einen Seite konkrete Strukturparameter des jeweiligen Netzbetreibers bzw. Netzebene. Auf der anderen Seite greift die Bestimmung auf gewisse Vereinheitlichungen und ingenieurwissenschaftliche Annahmen zurück, auf die im Einzelnen in Abschnitt 5 eingegangen wurde. Diese Vorgehensweise erlaubt sowohl eine präzise Bestimmung besonderer Kostenbelastungen durch die Verwendung individueller Strukturparameter als auch eine zeitnahe Abmilderung für besonders belastete Netzgebiete. Es werden solche Netzbetreiber entlastet, die bereits jetzt erheblichen Kostenbelastungen aus der Integration von dezentraler Erzeugung unterliegen. Mit dieser Entlastung einhergehend verringern sich für die dort angeschlossenen Netznutzer die spezifischen Netzentgelte, was zu einer höheren Akzeptanz der Energiewende beitragen kann. Gleichzeitig führt die Festlegung zu keiner besonderen oder systematischen Belastung einzelner oder mehrerer Netzbetreiber oder Netznutzer. Die Regelungen erlauben zwar eine Verteilung der zu wälzenden Mehrkosten auf alle Netznutzer im Bundesgebiet. Diese potentielle, überschaubare Belastung erweist sich jedoch vor dem Hintergrund, dass alle Netznutzer von der Energiewende und einem Zubau dezentraler Erzeugung profitieren, als angemessen und verhältnismäßig.

159 Mit Blick auf die Geeignetheit, Erforderlichkeit und Angemessenheit der einzelnen Regelungsinhalte verweist die Beschlusskammer zudem auf die Erwägungen des Abschnitts 5. Die getroffenen Bestimmungen lehnen sich teilweise an die Erkenntnisse des Gutachtens über funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz - Ansätze zur Annäherung regionaler Entgeltniveaus der consentec GmbH vom 25.11.2021 an.

6.1 Alternative Modelle

160 Die Beschlusskammer hat auch alternative Herangehensweisen, die die Ermittlung, Berücksichtigung oder Verteilung besonderer Kostenbelastungen aus der EE-Integration betreffen, erörtert. Aus verschiedenen Gründen hat sie diese jedoch nicht als gleich geeignet angesehen und daher verworfen. Im Einzelnen:

6.1.1 Linearer Ansatz zur vereinfachten Abschätzung EE-bedingter Mehrkosten für die Netzintegration dezentraler EE-Anlagen

161 Alternativ zu der in Abschnitt 5.5 dargestellten Berechnungsweise wäre auch eine Ermittlung der Mehrkosten über einen angemessenen spezifischen Entlastungsbetrag in € pro kW installierter EE-Leistung denkbar. Um den Adressatenkreises auf besonders stark vom EE-Zubau betroffene Netzbetreiber zu beschränken, wäre auch hier die Kombination mit einem Schwellenwert erforderlich. Demnach wären die Kosten des einzelnen Netzbetreibers für die Netzintegration dezentraler EE-Erzeugungsanlagen pro Netzebene analog zum vorherigen Ansatz erst beim Überschreiten des vorgenannten Schwellenwertes berücksichtigungsfähig. Ein ähnlicher Ansatz ist in der Stellungnahme der Landesregulierungsbehörde Bayern unter Verweis auf das Positionspapier des bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Energie und Landwirtschaft betreffend die bundesweite Verteilung der Kosten der Betreiber der Stromverteilernetze für die Netzintegration dezentraler EE-Erzeugungsanlagen vom 30.05.2023 vorgeschlagen worden.

162 Zusätzlich zu diesem pauschalierten Entlastungsbetrag sind gewisse Modifikationen bzw. Ergänzungen denkbar, um die Mehrkosten der Netzintegration von EE-Anlagen auch im Rahmen dieses pauschalen Ansatzes genauer abzubilden. So könnten bspw. die individuellen Kosten des wälzungsberechtigten Netzbetreibers für Redispatch oder eine OPEX-Pauschale berücksichtigt werden.

163 Auch wenn dieser Ansatz gewisse Vorteile hat, wie z. B. die starke Vereinfachung und die damit einhergehende Nachvollziehbarkeit, vermögen auch die zuvor genannten Modifikationen die erheblichen Nachteile des linearen Ansatzes nicht aufzuwiegen. Denn einerseits würden denkbare Modifikationen die Komplexität des Ansatzes teilweise wieder erheblich erhöhen (wie bestimmt sich bspw. eine sachgerechte OPEX-Pauschale?). Außerdem würde die Kombination des Ansatzes mit einem Schwellenwert – welcher aus

Sicht der Beschlusskammer zur Abbildung der lediglich besonderen Kostenbelastungen zwingend angezeigt ist (s.o.) – die Komplexität ohnehin wesentlich vergrößern. Dies relativiert Vereinfachungen, die bei der Berechnung der Höhe Mehrkosten erreicht werden könnten.

164 Ein zentraler Mangel des Ansatzes sind ferner die kaum objektiv herleitbaren Entlastungsbeträge in € pro kW. Da diese unabhängig der individuellen tatsächlichen Kosten der Netz- oder Umspannebene bestimmt werden, können Wälzungsbeträge ermittelt werden, die weit entfernt von tatsächlichen Mehrkosten des jeweiligen Netzbetreibers sind. Das Risiko von Überkompensationen für EE-bedingte Mehrkosten ist unverkennbar. Der Umfang der Kostenumverteilung könnte sogar über die tatsächlichen Kosten der Netz- oder Umspannebene hinausgehen. Daraus könnten im Extremfall negative Netzentgelte folgen. Dies wird insbesondere in den Fällen deutlich, in denen ein Netzbetreiber Spannungsebenen nur anteilig betreibt. Es müsste somit zumindest eine zusätzliche Begrenzung des Wälzungsbetrages zur Vermeidung solcher Fälle festgelegt werden. Die (sachgerechte) Bestimmung einer solchen Begrenzung wäre indes mit eigenen Schwierigkeiten verbunden. In Bezug auf das Risiko von Überkompensationen wäre in einem ersten Schritt der Umstand der Überkompensation zu bestimmen bzw. zu definieren. Es müsste also hergeleitet werden, ab wann die gewährten Entlastungen die EE-bedingten Mehrkosten in nicht zulässiger Weise überschreiten. Hierzu wäre letztlich eine Abgrenzung zwischen EE-bedingten Mehrkosten und nicht EE-bedingten Mehrkosten erforderlich. Um diese Abgrenzung handhabbar auszugestalten, müssten ebenfalls vereinfachende Annahmen getroffen werden, die jedoch zumindest näherungsweise auf alle Netzbetreiber zutreffen. An dieser Stelle wäre der lineare Ansatz dem in dieser Festlegung gewählten methodischen Ansatz auch in Bezug auf Einfachheit und Nachvollziehbarkeit nicht mehr überlegen. Andernfalls könnte die Begrenzung des Wälzungsbetrages netzbetreiberindividuell erfolgen, was die Komplexität des linearen Ansatzes jedoch noch stärker erhöhen würde.

6.1.2 Bundeseinheitliche Netzentgelte

165 In den Stellungnahmen wurde eine komplette Angleichung der Netzentgelte vorgeschlagen und auf die bereits erfolgte Angleichung der Übertragungsnetzentgelte hingewiesen. Eine bundesweite Wälzung über die jeweilige Spannungsebene wurde ebenfalls zur Diskussion gestellt. Dieser Vortrag wurde auch im Rahmen der zweiten

Konsultation aufgegriffen und substantiiert. So wurden insbesondere zwei Gutachten zum Gegenstand der Stellungnahmen gemacht.[12]

166 Wie bereits an verschiedenen Stellen ausgeführt, dient die Festlegung in erster Linie der zeitnahen Verringerung der durch besondere Kostenbelastungen aufgrund der EE-Integration bedingten Spreizungen der Netzentgelte in Deutschland. Eine bundesweite Angleichung der Netzentgelte würde – denklogisch – die existierenden regionalen Spreizungen aufheben, einschließlich derer, die durch die EE-Integration bedingt sind. Gleichwohl ist die bundesweite Angleichung der Netzentgelte keinesfalls besser geeignet, um die mit dieser Festlegung verfolgten Ziele zu erreichen.

167 Zum einen sind regionale Unterschiede bei den Netzentgelten nicht nur auf den EE-Ausbau zurückzuführen, sondern auch auf strukturellen Unterschieden wie der Auslastung der Netze, der Besiedelungsdichte und auf das Alter der Netze. Daher würden bei einer Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte nicht nur die finanziellen Lasten des EE-Ausbaus verteilt, sondern auch andere Effekte ausgeglichen. Die Begründung für die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten allein auf Basis regional unterschiedlich hoher finanzieller Lasten des EE-Ausbaus wäre damit nicht sachgerecht.

168 Darüber hinaus gibt es zum gegenwärtigen Zeitpunkt zahlreiche erkennbare Nachteile, verbunden mit sehr grundsätzlichen Wertungsfragen, die breit zu klären wären. Dazu zählen bspw. das Gewicht der grundsätzlichen Verursachungs- und Kostenorientiertheit der Bildung von Netzentgelten, die Berechnungsmethode, die Frage der vollständigen Angleichung oder Beibehaltung regionaler Unterschiede (siehe z. B. Netzentgelte in Österreich), die Zuordnung der Kosten zu den Spannungsebenen sowie administrative Fragen (Ausgleichssystem, Erhebung und Auswertung der Daten, etc.). Die Ziele der Festlegung wären auf absehbare Zeit nicht in vergleichbarer Weise zu erreichen. Dies lässt sich anhand einiger Beispiele verdeutlichen:

<u>Ausgleichsystem</u>

[12] Analyse der Auswirkungen einer überregionalen Wälzung von Stromnetzentgelten in Deutschland vom 14.06.2024, Technische Universität Dresden und Dresden concept im Auftrag der VSB Neue Energien Deutschland GmbH, abrufbar unter https://tud.qucosa.de/landing-page/?tx_dlf[id]=https%3A%2F%2Ftud.qucosa.de%2Fapi%2Fqucosa%253A92004%2Fmets; Operative Umsetzung einer bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte vom 14.06.2024, consentec GmbH im Auftrag der Netze BW GmbH (nicht veröffentlicht – im Folgenden: Netze BW/consentec Gutachten).

169 Zu den administrativen Fragen gehört unter anderem die Abwicklung, einschließlich eines Ausgleichssystems. Ein solches System müsste wirtschaftlichen Risiken von den Netzbetreibern fernhalten und müsste für Aufsichtsbehörden transparent bleiben. Aufgrund der hohen Komplexität eines zu installierenden Ausgleichssystems wäre ein (sehr hoher) zusätzlicher administrativer Aufwand bei allen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden unvermeidlich. Dies könnte zu weiteren administrativen Kostensteigerungen führen. Es erscheint klar, dass ein entsprechender Ausgleichsmechanismus zentral erfolgen müsste. Zu diesem Ergebnis kommt auch das Netze BW/consentec Gutachten. Als mögliche Zahlungsdrehscheiben werden die Übertragungsnetzbetreiber, die Bundesnetzagentur oder die Kreditanstalt für Wiederaufbau vorgeschlagen. Fakt ist, dass derzeit keine Zahlungsdrehscheibe existiert, die die periodisch schwankenden Einnahmen und Ausgaben aller ca. 870 Verteilernetzbetreiber ausgleichen, verteilen und glätten könnte. Wirtschaftlich und bestätigt durch den Vorschlag des Netze BW/consentec Gutachtens wäre die Zahlungsdrehscheibe mit ausreichendem Eigenkapital auszustatten, um Zahlungsausfälle und Zahlungsverzögerungen kompensieren zu können. Dies mag dazu beitragen, dass Liquiditätsrisiken bei den Netzbetreibern minimiert werden. Gleichzeitig ergeben sich neue Umsetzungsfragen, die aufgrund von Haushaltsfragen ein Tätigwerden des Gesetzgebers möglicherweise zwingend erfordern. Eine entsprechende Umsetzung läge mithin ggf. teilweise außerhalb des Kompetenzbereichs der Bundesnetzagentur.

Liquiditätsreserven

170 Die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte führt zu Mehr- bzw. Mindererlösen, die zwischen den rund 870 Netzbetreibern auszugleichen sind. Um entsprechende Finanzierungsprobleme bei den Nettoempfängern zu vermeiden, wären hohe Liquiditätsreserven bei den jeweiligen Netzbetreibern notwendig. Insbesondere bei sehr kleinen Verteilernetzbetreibern könnte dies zu Liquiditätsproblemen führen. Das Netze BW/consentec Gutachten stellt die These auf, dass Liquiditätsrisiken bei den jeweiligen Netzbetreibern nicht in signifikantem Umfang entstehen. Es ist aber zu bedenken, dass nach in diesem Gutachten konzipiertem Modell der „zentrale Akteur“ eine ausreichende

Ausstattung mit Eigenkapital benötigt, um Zahlungsausfälle und Zahlungsverzögerungen kompensieren zu können (dazu auch s.u.).[13]

Daten

171 Aus Sicht der Beschlusskammer stellt die rechtzeitige Erhebung, Bereitstellung und Auswertung der erforderlichen Daten eine erhebliche Herausforderung dar. Dies betrifft zum einen die schiere Menge an Daten, die durch eine Stelle in recht kurzer Zeit erhoben und ausgewertet werden müsste. Die Tatsache, dass viele der erforderlichen Daten bei den Netzbetreibern vorliegen und den Regulierungsbehörden im Rahmen der Verprobung bereits jetzt zur Verfügung gestellt werden, hilft insofern nur begrenzt. Denn neu wäre einerseits die Konzentration der Daten aller ca. 870 Netzbetreiber bei der Bundesnetzagentur (statt zuvor verteilt über die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden). Außerdem – und hierin bestünde die wesentliche Herausforderung – müsste die Bundesnetzagentur innerhalb kurzer Zeit die eingehenden Daten plausibilisieren, nachfragen und ggf. korrigieren und schließlich die einheitlichen Entgelte kalkulieren – stets vorausgesetzt sämtliche der ca. 870 Netzbetreiber stellen die Daten vollständig und rechtzeitig zur Verfügung.[14]

172 Eine weitere Herausforderung in Bezug auf die erforderlichen Daten betrifft daher die rechtzeitige Bereitstellung. Die Erfahrungen der Bundesnetzagentur, insbesondere im Rahmen von bundesweiten Datenerhebungen sämtlicher Netzbetreiber in Deutschland (z. B. für den jährlich erscheinenden Monitoringbericht), offenbaren regelmäßig Schwierigkeiten in dieser Hinsicht. Häufig liegen von einer nicht unerheblichen Anzahl an Netzbetreibern – trotz Nachforderungen seitens der Bundesnetzagentur – bis zum Abschluss des jeweiligen Vorgangs keine vollständigen und teilweise überhaupt keine Daten vor. Ein zeitaufwendiges Nachfordern der Daten käme hier aufgrund der knappen Bearbeitungs- und Kalkulationsfrist (s.o.) kaum in Frage.

173 Zudem müsste nach Ansicht der Beschlusskammer eine nicht unerhebliche Menge an zusätzlichen Daten erhoben werden. Für die zentrale Entgeltbestimmung wäre die Übermittlung sämtlicher kundenscharfer Lasten und Arbeitsmengen erforderlich, was den Bearbeitungsaufwand weiter erhöhen würde.

---

[13] Netze BW/consentec Gutachten, S 19.
[14] Das Netze BW/consentec Gutachten sieht hierfür eine Frist von wenigen Wochen vor (S. 4).

Netzentgeltsprünge

174 Wie bereits erörtert, gibt es eine erhebliche Spreizung zwischen den niedrigsten und den höchsten auftretenden Netzentgelten in Deutschland.[15] Die (sofortige) Angleichung der Netzentgelte würde daher zu teils massiven Netzentgeltsprüngen nach oben sowie nach unten führen. Massive Netzentgeltsprünge nach oben könnten zu Härten für die betroffenen Netznutzer führen. Vor diesem Hintergrund liegt der Gedanke nahe, die Angleichung schrittweise durchzuführen, bspw. innerhalb einer fünf Jährigen Übergangsfrist (d.h. 20% Angleichung pro Jahr). Entsprechend wurde bei der Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte vorgegangen und eine entsprechende Empfehlung spricht auch das Netze BW/consentec Gutachten aus. Gleichwohl bleibt zu bedenken, dass durch die großen Entgeltspreizungen bei einer vollständigen Angleichung in einzelnen Spannungsebenen Entgeltsprünge in Höhe einer Vervierfachung und mehr des Status Quo-Netzentgelts vorstellbar sind.[16] In einem solchen Fall würde auch eine 20%ige Angleichung pro Jahr zu einer mehr als moderaten Steigerung der Netzentgelte führen und es müsste ggf. über eine sehr viel längere Übergangsfrist nachgedacht werden.

Einheitliche Übertragungsnetzentgelte

175 Richtig ist, dass auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber einheitliche Entgelte erfolgreich eingeführt wurden und man auf Erfahrungen aus diesem Prozess zurückgreifen kann. Die wirtschaftlichen Voraussetzungen waren jedoch gänzlich andere, da die Übertragungsnetzbetreiber einen Anteil von bis zu 80% dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile in den Erlösobergrenzen haben (ohne vorgelagerte Netzkosten, die bei den Übertragungsnetzbetreibern nicht vorhanden sind) und zunehmende Anteile in einem sog. horizontalen Belastungsausgleich hatten. In diesem Zusammenhang ist ebenfalls wahrzunehmen, dass die Erfahrungen bei der Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte nicht gezeigt haben, dass die Vereinheitlichung von Netzentgelten ein zügiger oder weitgehend reibungsfreier Prozess ist. Das Gegenteil war der Fall: der (schrittweisen) Einführung gingen mehrjährige Diskussion voraus und wirft bis heute Vereinheitlichungsfragen auf, die bei vier Unternehmen einfacher zu adressieren sind als bei ca. 870.

---

[15] Vgl. auch Grafik auf S. 21 des Netze BW/consentec-Gutachtens.
[16] Das Netze BW/consentec Gutachten spricht insofern von einer möglichen Veränderung der Netzentgelte für einzelne Netznutzer von „deutlich mehr als den Faktor zwei“ (S. 21).

Zwischenergebnis

176 Es bleibt somit festzuhalten, dass die (vollständige) Einführung und Umsetzung bundeseinheitlicher Netzentgelte ein sehr komplexer Vorgang wäre, der einschließlich des Diskussion- und Entscheidungsprozesses mehrere Jahre in Anspruch nehmen würde und zum gegenwärtigen Zeitpunkt mit erkennbaren Nachteilen verbunden wäre. Eine zeitnahe Entlastung in Bezug auf besondere Kostenbelastungen aus der EE-Integration kann somit nicht gewährleistet werden. Berücksichtigt man darüber hinaus das (wahrscheinliche) Erfordernis einer Übergangsfrist bzw. schrittweisen Einführung zögert sich die Entlastung von Netznutzern, in deren Netzgebiet besondere Kostenbelastungen aufgrund der EE-Integration entstehen bzw. bereits entstanden sind, weiter hinaus.

177 Die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten ist somit nicht gleich geeignet, Netzbetreiber und deren Netznutzer, die in einem besonders hohen Maß von der Integration von EE-Anlagen nach dem § 3 Nr. 1 EEG betroffen sind, vor allem zeitnah zu entlasten.

6.1.3 Einspeiseentgelte

178 In den Stellungnahmen wurde sich vereinzelt ebenfalls dafür ausgesprochen, dass die Einspeisekapazität einen Preis bekommt und entsprechend ein Einspeisekapazitätsmarkt eingeführt wird. Bidirektionale höchstlastbezogene Kostenwälzungen würden das heutige pauschalisierte Top-Down-Prinzip in Frage stellen. Die Netzkosten würden teilweise auch durch die Einspeisung verursacht.

179 Alle Netzkosten werden nach § 15 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 StromNEV von den Netzbetreibern über Netzentgelte refinanziert. Die jährlichen Netzentgelte beziehen sich auf die Entnahme von Elektrizität. Gem. 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV sind für die Einspeisung elektrischer Energie dagegen keine Netzentgelte zu entrichten. Auch im europäischen Recht unterliegen Einspeiseentgelte engen Voraussetzungen (vgl. Teil B Nr. 3 der EU(VO) 838/2010), auch wenn Art. 18 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (VO(EU) 943/2019) Einspeiseentgelte unter bestimmten Bedingungen nicht gänzlich ausschließt.

180 Auf Verteilernetzebene könnten Einspeiseentgelte das regionale Auseinanderfallen der Entgelte auf Last in Folge der Energiewende dämpfen: Netzbetreiber, in deren Netzgebiet ein großes Maß an Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern erfolgt, hätten durch Einspeiseentgelte die Möglichkeit die gegebenen Netzkosten auf eine breitere Basis zu

verteilen (vorausgesetzt, dass das Einspeiseentgelt auch von EE-Anlagen erhoben wird). Bei einer Allokation der Einnahmen aus Einspeiseentgelten in dem jeweiligen Netzgebiet, würden die Netzentgelte in Regionen mit viel Einspeisung proportional stärker sinken als in Netzgebieten mit wenig Einspeisung. Eine spürbare Wirkung ginge von Einspeiseentgelten nur bei Einführung für alle Anlagen gleichermaßen aus. Es wären Aspekte des Vertrauensschutzes sowie die Kompatibilität mit den EE-Fördermodellen, marktliche Auswirkungen und die Auswirkungen auf die Ausbaupfade sorgfältig zu prüfen.

181 Die Einführung von Einspeiseentgelten ist überdies im Zusammenhang mit der Kapazitätsmarktdiskussion zu sehen. Abhängig von regionalen Leistungsüberschüssen und -defiziten können der Anschluss und der Betrieb einer Erzeugungsanlage sehr unterschiedliche Wirkungen auf die Netzkosten insbesondere auf den Netzausbau haben. Neben einer Bestimmung der absoluten Ausbaukosten, die zumindest in aggregierter Form z.B. für die Netzentwicklungspläne ermittelt werden, wäre hier auch eine Zuordnung der individuellen Kosten zum einzelnen Netzknoten erforderlich.

182 Aus den vorgenannten Gründen kommt eine Änderung des § 15 StromNEV und die Einführung von Einspeiseentgelten in absehbarerer Zukunft nicht in Betracht. Die Einführung von Einspeiseentgelten ist somit nicht geeignet, Netzbetreiber und deren Netznutzer, die in einem besonders hohen Maß von der Integration von EE-Anlagen nach dem § 3 Nr. 1 EEG betroffen sind, vor allem zeitnah zu entlasten.

6.1.4 Bundesmittel

183 Um eine generelle Entlastung der Strompreise zu garantieren wurde in den Stellungnahmen angeregt, den Einsatz öffentlicher Bundesmittel zur Refinanzierung der Entlastung zu prüfen. Darüber hinaus wurde geraten, angesichts der entfallenen Bundeszuschüssen an die Übertragungsnetzbetreiber und absehbar weiter steigenden Netzentgelte ein gestuftes Finanzierungsmodell in Verbindung mit einer zeitlich befristeten subsidiären staatlichen Absicherung über ein Amortisationskonto des Bundes als Dämpfungsmechanismus oder alternativ eine direkte Bezuschussung aus Steuermitteln im Rahmen der generellen Evaluation und Nachsteuerung der Netzentgeltsystematik in die methodischen Überlegungen einzubeziehen.

184 Der Einsatz öffentlicher Bundesmittel kann seitens der Bundesnetzagentur aufgrund fehlender Zuständigkeit und Kompetenz nicht bestimmt werden.

6.2 Sonstige Erwägungen

185 Die vorliegende Regelung hat zum Ziel die besonderen Kostenbelastungen einzelner Netzbetreiber aus der Integration von EE-Anlagen abzumildern. Zur Umsetzung wird ein ingenieurswissenschaftlicher Ansatz gewählt. Dieser pauschale Ansatz liefert Erklärungsgehalte und bildet Zusammenhänge zwischen der Voraussetzung einer besonderen Betroffenheit und den daraus resultierenden Kosten. Weiterhin ist das Vorgehen geeignet, eine objektiv nachvollziehbare Regelung zu schaffen, die zeitnah zu einer Entlastung der als besonders belastet identifizierten Netzbetreiber führt. Die auf den bisherigen Daten durchgeführten Plausibilitätsrechnungen haben die getroffenen Annahmen bestätigt.

186 Inwieweit das gewählte methodische Vorgehen mit fortschreitendem Zubau von erneuerbaren Energien und sich ggf. ändernden Regulierungssystemen geeignet ist, weiterhin besonders belastete Netzbetreiber zu identifizieren und zu deren Belastungsreduktion beizutragen, wird seitens der Beschlusskammer beobachtet werden müssen. Insofern wird auf Tenorziffer 11 und Abschnitt 5.8 verwiesen. Damit können Fehlentwicklungen rechtzeitig erkannt werden, um Anpassungen an der vorliegenden Regelung zu gegebener Zeit vornehmen zu können.

6.2.1 Energiewende und aktuelle Netzentgeltsystematik

187 In den Stellungnahmen wurde zudem darauf hingewiesen, dass es perspektivisch weiterer Reformschritte bei der Netzentgeltsystematik bedürfe, um die Netzentgelte stärker auf die wachsenden Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien auszurichten. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass Schwerpunktgebiete der EE-Einspeisung im Westen Deutschlands im vorgeschlagenen Ansatz trotz erheblichen Netzausbaus nicht entlastet würden. Eine reine Betrachtung der Kostennachteile für die Verteilernetze greife im komplexen System der Energiewende deutlich zu kurz.

188 Mit der vorliegenden Festlegung sollen Netzbetreiber, die besondere Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorweisen, möglichst zeitnah entlastet werden. Die Entwicklung des Stromnetzausbaus aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Energien als auch die dadurch verursachten besonderen Kostenbelastungen werden seitens der Beschlusskammer zukünftig weiterhin beobachtet. Weitere Reformschritte bei der Netzentgeltsystematik bleiben davon unberührt und werden durch die vorliegende Festlegung keineswegs begrenzt.

Diese sind jedoch nicht kurzfristig zu erwarten und somit auch nicht geeignet, zeitnah entlastende Wirkungen bei den betroffenen Netzbetreibern zu erreichen.

189 Unbestreitbar sind auch hohe Investitionen in den Netzausbau für die Anbindung neuer Verbraucher wie Ladesäulen, Wärmepumpen, Elektrolyseuren, aber insbesondere auch der Elektrifizierung von Industrieprozessen erforderlich, die dem zusätzlich erzeugten Strom einem sinnvollen Verbrauch zuführt. Diese Investitionen kommen dabei in aller Regel nur den Letztverbrauchern im jeweiligen Netzgebiet zu Gute und haben – insoweit folgerichtig – Auswirkungen auf die Netzentgelte des jeweiligen Netzbetreibers vor Ort. Wenn durch den zusätzlichen Verbrauch mittel- bis langfristig höhere Strommengen über die Netze transportiert werden, sollte dies durch die breitere Verteilung der Kosten auf Dauer aber wieder zu sinkenden spezifischen Netzentgelten in ct/kWh führen. Derartig positive Verteilungswirkungen treten aber in Regionen, in denen deutlich mehr Strom erzeugt als verbraucht wird, nicht auf. Die aus den Investitionen zur Integration von EE-Anlagen resultierenden Mehrkosten werden auf die Verbraucher bislang im lokalen Verteilernetz umgelegt, obwohl andere Regionen hiervon ebenfalls profitieren.

6.2.2 Tarifanomalien

190 Zudem wurde in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier darauf aufmerksam gemacht, dass Tarifanomalien in der Kalkulation der Netzentgelte nicht ausgeschlossen seien.

191 Die Kalkulation der Netzentgelte folgt den Vorgaben der StromNEV. Tarifanomalien in der Form, dass Netzentgelte in den unterlagerten Netzebenen gegebenenfalls geringer als die der vorgelagerten Netzebenen sind, waren bereits in der Vergangenheit vereinzelt zu beobachten. Dieser Umstand tritt eher selten auf und ist somit ungewöhnlich, jedoch nicht grundsätzlich nach den Kalkulationsvorgaben der StromNEV ausgeschlossen. Inwieweit die vorhandene Regelung diesen Effekt gegebenenfalls verstärken wird, bleibt abzuwarten und wird seitens der Beschlusskammer beobachtet werden.

6.2.3 Methodische Risiken und Fehlanreize

192 Zudem wurde auf die Gefahr der Entwicklung von Optimierungsmodellen hingewiesen. Es entstehe für Netzbetreiber der Anreiz eine möglichst hohe EKZ zu erreichen, um so einen möglichst hohen Kostenanteil weitergeben zu können. Dies könne Anreize zur strategischen Optimierung und Netzaufteilung setzen.

193 Die EKZ wird durch das Heranziehen der exogenen Strukturparameter der installierten Leistung und der Jahreshöchstlast bestimmt. Diese sind nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar. Lediglich Netzstrukturveränderungen, bspw. in Form von Netzabspaltungen, könnten eine Änderung des Verhältnisses der oben genannten Strukturdaten herbeiführen. In diesem Fall wären die Netzkosten auf die einzelnen Netzteile aufzuteilen. Dies könnte im dem neuen Netzteil eine Betroffenheit nach dieser Festlegung begründen. Gleichzeitig würde sich indes auch die Kostenbasis für die Wälzung mindern. Durch den Netzbetreiber angestoßene Netzstrukturveränderungen sind zudem mit Aufwand und Kosten verbunden. Solche strategischen Optimierungen sind daher zumindest kurzfristig nicht zu erwarten.

194 Die Wahrscheinlichkeit, dass sich durch eine Netzumstrukturierung die EKZ wesentlich erhöht und damit ein so hoher Kostenblock gewälzt werden kann, dass es für den Netzbetreiber – trotz des Aufwands und Kosten der Umstrukturierung – lohnenswert ist, wird seitens des Beschlusskammer als sehr gering eingeschätzt. Dies gilt umso mehr, als dass der nach dieser Festlegung betroffene Netzbetreiber wirtschaftlich gar nicht von der Wälzung profitiert, sondern lediglich die an sein Netz angeschlossenen Netznutzer. Ein signifikantes Risiko eines (Fehl-)Anreizes zur Netzaufteilung bzw. Optimierung sieht die Beschlusskammer mithin nicht. Die Entwicklungen im Bereich der Netzumstrukturierungen werden aber auch vor diesem Hintergrund als Teil der Evaluierung nach Tenorziffer 11 beobachtet werden können und – falls erforderlich – neu bewertet werden.

195 In den Stellungnahmen wurde ferner vorgetragen, dass die vorgesehen Wälzung von Kosten zu Effizienzverlusten führe, weil Ausbaukosten sozialisiert werden und dadurch der Anreiz eines kosteneffizienten Ausbaus sinke.

196 Die Ausbaukosten für die Integration der EE-Anlagen sind in der Kostenbasis der Netzbetreiber enthalten und unterliegen in jedem Fall den Effizienzvorgaben nach der ARegV. Dies bedeutet, dass sich ineffizienter Netzausbau auf den Effizienzwert und somit letztlich auf die gesamten beeinflussbaren Kosten des Netzbetreibers auswirkt. Das Risiko, mit der vorliegenden Regelung ineffiziente Kostenentscheidungen anzureizen, wird durch die Vorgaben der ARegV mithin wirksam begrenzt.

6.2.4 Transparenz der wirtschaftlichen Auswirkungen

197 In den Stellungnahmen wurde mehrfach gefordert, die wirtschaftlichen Auswirkungen transparenter darzustellen, insbesondere die Auswirkungen auf die MS-Kunden sowie HS-Kunden mit 1.500 bzw. 4.000 Benutzungsstunden seien zu ergänzen. Weiterhin wurde darum gebeten, die Ursachen für die Veränderung der Mitteilung der wirtschaftlichen Auswirkungen zwischen dem 01.12.23 und 22.12.23 zu erläutern. Ebenfalls wurde kritisiert, dass die Auswirkungen auf den Wälzungsbetrag der betroffenen Netzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden nicht nachvollziehbar seien.

198 Mit der Veröffentlichung des Eckpunktepapieres hat die Beschlusskammer die Auswirkungen der Festlegung näherungsweise verdeutlicht. Dabei kann die Beschlusskammer lediglich die ihr zur Verfügung stehenden Daten verwenden. Die veröffentlichten Zahlen sollten einen groben Überblick darüber geben, welche Entlastungen und welche Belastungen überschlägig auftreten können. Eine Aussage zu den genauen wirtschaftlichen Auswirkungen der Festlegung war damit nicht verbunden. Die Beschlusskammer verfügt im Übrigen nicht über die erforderlichen Struktur- und Entgeltkalkulationsdaten der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden (mit Ausnahme der Netzbetreiber in Zuständigkeit solcher Bundesländer mit denen ein Verwaltungsabkommen besteht). Außerdem werden die Erlösobergrenzen des Jahres 2025, auf die der Mechanismus erstmalig Anwendung fände, durch Konjunktur- und Wetterentwicklungen, Investitionspläne und Preisentwicklungen auf den Großhandelsmärkten beeinflusst. Vor diesem Hintergrund ist weder eine umfassende noch eine genaue Prognose der tatsächlich eintretenden, bundesweiten Wälzungsvolumen zu diesem Zeitpunkt möglich. Im Übrigen besteht keine rechtliche Verpflichtung für die Regulierungsbehörde, die sich aus der Festlegung ergebenden Auswirkungen exakt zu bestimmen.

199 Die Ursache für die Veränderung der Mitteilung der wirtschaftlichen Auswirkungen zwischen dem 01.12.2023 und 22.12.2023 liegt darin begründet, dass zwischen dem 01.12.2023 und dem 22.12.2023 eine aktuelle Prüfung der Strukturdaten im Hause der Bundesnetzagentur abgeschlossenen werden konnte und die EKZ auf dieser Basis aktualisiert werden konnten.

6.2.5 Auswirkungen auf Stromvertriebe

200 Verschiedene Stellungnahmen haben darauf hingewiesen, dass die Einführung des Modells zum 01.01.2025 belastende Auswirkungen auf Stromvertriebe haben könne, weil eine Erhöhung der § 19 Abs. 2 StromNEV Umlage nicht mehr in bestehende Festpreisgarantien eingepreist werden könne.

201 Das Verfahren wurde frühzeitig und transparent im Jahr 2023 mit den Eckpunkten vom 01.12.2023 begonnen und kommuniziert. Im Übrigen sind aus Sicht der Beschlusskammer auch für Stromvertriebe keine großen Verwerfungen bei einer Einführung zum 01.01.2025 erkennbar. Auch die bisherige Umlage unterlag gewissen Schwankungen von Jahr zu Jahr. Auch besteht grundsätzlich kein Vertrauensschutz dahingehend, dass kurz- oder mittelfristig neue Aufschläge oder Umlagen eingeführt werden.

III.

Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs.1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender	Beisitzer	Beisitzer
Bourwieg	Wetzl	Petermann

Anhang I: Herleitung des Schwellenwertes besonders betroffener Netzbetreiber und des Wälzungsbetrags

Besonders betroffene Netzbetreiber

Wie in Abschnitt 2. des Eckpunktepapiers und Abschnitt 5 dieser Festlegung dargelegt, fallen signifikante Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen an, sobald:

$$RS_{max} > JHL$$

mit

$$RS_{max} = EL_{max} - ML$$

treten signifikante Mehrkosten auf wenn gilt:

$$EL_{max} - ML > JHL$$

Unter Berücksichtigung der ebenfalls bereits in Abschnitt 5 genannten Annahmen, dass:

(1) die maximale zeitgleiche Einspeiseleistung durchschnittlich 70 Prozent der installierten EE-Erzeugungsleistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen beträgt (wobei die installierten EE-Erzeugungsleistung vorab um die maximale abgeregelte Leistung zu reduzieren ist – vgl. auch Rn 64ff.[17]) und

(2) die Mindestlast, die die Last einer Netz- oder Umspannebene in keinem Zeitpunkt im Jahr unterschreitet (also auch nicht im Zeitpunkt der maximalen zeitgleichen EE-Einspeisung), rund 40 Prozent der maximalen Entnahmelast beträgt,

ergibt sich das Auftreten signifikanter Mehrkosten, wenn:

$$0{,}7 * EE_Leistung_{installiert} - 0{,}4 * JHL > JHL$$

Durch Umformungen der Therme ergibt sich, eine erhebliche finanzielle Mehrbelastung, wenn die EKZ größer 2, also 200 Prozent ist.

[17] Der Term *EE-Leistung*$_{installiert}$ ist daher im Weiteren definiert als installierte EE-Erzeugungsleistung abzüglich der maximalen abgeregelten Leistung.

$$0{,}7 * EE_Leistung_{installiert} > JHL + 0{,}4 * JHL$$

$$0{,}7 * EE_Leistung_{installiert} > JHL(1 + 0{,}4)$$

$$0{,}7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 1{,}4$$

$$\frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 2$$

$$EKZ > 2$$

Ermittlung des Wälzungsbetrages

Wie in Abschnitt 2. des Eckpunktepapiers und Abschnitt 5 dieser Festlegung dargelegt, wird bei der Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten der Teil der Netzinanspruchnahme bestimmt, der durch die EE-Einspeisung zu signifikanten Mehrkosten führt. Signifikante EE-bedingte Mehrkosten treten dabei auf, wenn die maximale Rückspeiseleistung aus EE-Einspeisungen die Jahreshöchstlast übersteigt (vgl. Rn. 75ff.). Folglich wird bei der Bestimmung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten der Teil der Netzinanspruchnahme, bei dem die maximale Rückspeiseleistung die Jahreshöchstlast übersteigt, der gesamten Netzinanspruchnahme (last- und einspeiseseitige Inanspruchnahme) gegenübergestellt:

$$Anteil\ EE - bedingter\ Mehrkosten = \frac{RS_{max} > JHL}{JHL + RS_{max} > JHL}, mit\ EKZ > 2$$

umgeformt ergibt sich daraus:

$$Anteil\ EE - bedingter\ Mehrkosten = \frac{RS_{max} > JHL}{RS_{max}}, mit\ EKZ > 2$$

Mit der ebenfalls in Abschnitt 5. genannten Annahme, dass sich die maximale Rückspeiseleistung methodisch vereinfacht aus der Differenz der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung (EL_{max}) und der Mindestlast (ML) ergibt, basiert der Anteil EE-bedingter Mehrkosten auf folgendem Verhältnis:

$$Anteil\ EE-bedingter\ Mehrkosten = \frac{RS_{max} > JHL}{EL_{max} > ML}, mit\ EKZ > 2$$

Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5 genannten Annahmen, wonach für die Abschätzung der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung ein durchschnittlicher Wert von 70% der installierten EE-Leistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen zugrunde gelegt wird (wobei die installierte EE-Erzeugungsleistung vorab um die maximale abgeregelte Leistung zu reduzieren ist[18]) sowie für die Mindestlast ein Wert von 40% der maximalen Entnahmelast gilt, lässt sich der oben genannte Zähler wie folgt darstellen:

$$RS_{max} > JHL$$

$$EL_{max} - ML > JHL$$

$$0{,}7 * EE_Leistung_{installiert} - 0{,}4 * JHL > JHL$$

$$0{,}7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 1{,}4$$

$$0{,}7 * EKZ > 1{,}4$$

$$(gilt\ damit\ für\ EKZ > 2)$$

$$0{,}7 * EKZ - 1{,}4 > 0$$

Unter analoger Berücksichtigung der Annahmen aus Abschnitt 5 lässt sich der Nenner wie folgt darstellen:

$$EL_{max} > ML$$

$$0{,}7 * EE_Leistung_{installiert} > 0{,}4 * JHL$$

$$0{,}7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 0{,}4$$

$$0{,}7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} - 0{,}4 > 0$$

$$0{,}7 * EKZ - 0{,}4 > 0$$

[18] Auch hier gilt daher im Folgenden, dass der Term *EE-Leistung*$_{installiert}$ als installierte EE-Erzeugungsleistung abzüglich der maximalen abgeregelten Leistung definiert ist.

Durch das Zusammenfügen der Bedingungen aus Zähler und Nenner ergibt sich für die Abschätzung des Anteils EE-bedingter Mehrkosten die folgende Berechnungsvorschrift:

$$Anteil\ EE-bedingter\ Mehrkosten = \frac{0{,}7 * EKZ - 1{,}4}{0{,}7 * EKZ - 0{,}4}, mit\ EKZ > 2$$

Anhang II: Verifizierung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung und des Anteils der Mindestlast und der Jahreshöchstlast

Für die Bestimmung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung (70 Prozent) und des Anteils der Mindestlast an der Jahreshöchstlast (40 Prozent) wurde auf öffentlich zugängliche Daten der Internetpräsenz SMARD der Bundesnetzagentur (www.smard.de) aus den Datenkategorien „Installierte Erzeugungsleistung“ und „Realisierte Erzeugung“ sowie „Realisierter Stromverbrauch“ im Zeitraum 2019 – 2022 zurückgegriffen.

Für die Bestimmung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung wurden die Kraftwerkstechnologien Wind-onshore und Photovoltaik berücksichtigt:

Installierte Erzeugungsleistung in MW	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Wind-Onshore	52.792	53.184	54.499	55.289
PV	45.299	48.206	53.302	57.744
Realisierte Ereugungsleistung Max in MW				
Wind-Onshore	40.145	40.599	41.798	43.837
PV	30.029	32.947	36.175	38.134
Anteil der zeitgleichen Einspeiseleistung in MW an der installierten EE-Leistung in Prozent				
Wind-Onshore	76%	76%	77%	79%
PV	66%	68%	68%	66%
Mittelwert maximale Einseiseleistung in MW	**71%**	**72%**	**72%**	**73%**

Für die Bestimmung des Anteils der Mindestlast an der Jahreshöchstlast wurde auf den realisierten Stromverbrauch (Gesamt Netzlast in MWh) mit den jeweiligen Min- und Max-Werten in MWh in einem vollständigen Jahreszeitraum abgestellt:

	2019	**2020**	**2021**	**2022**
Realisierter Stromverbrauch in MWh (Gesamt Netzlast)				
Min	34.190	33.047	36.619	34.360
Max	76.902	78.406	81.078	78.681
Anteil der Mindestlast an der Jahreshöchstlast	**44%**	**42%**	**45%**	**44%**