



Große Beschlusskammer Energie

Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#3

Beschluss

- Entwurf-

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 118 Abs. 6 S. 12, § 40 Abs. 5 EnWG

wegen des **Verfahrens zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes)**

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

durch

den Vorsitzenden	Klaus Müller,
die Beisitzerin	Barbie Kornelia Haller,
die Beisitzerin	Dr. Daniela Brönstrup,
den Beisitzer	Achim Zerres,
den Beisitzer	Alexander Lüdtkke-Handjery
und den Beisitzer	Karsten Bourwieg

am xx.xx.xxxx beschlossen:

1. Anwendungsbereich

- 1.1** Diese Festlegung regelt die Methoden zur Bestimmung der von Netznutzern zu entrichtenden Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen (Netzentgelte im Sinne dieser Festlegung).
- 1.2** Netzentgelte werden ab dem 01.01.2029 nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21 Abs. 3 EnWG gebildet und abgerechnet. Andere als in dieser Festlegung oder in weiteren Festlegungen nach § 21 Abs. 3 EnWG geregelte Entgelte sind nicht zulässig.

2. Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Festlegung ist:

1. endgültige Investitionsentscheidung

getroffen, wenn verbindliche Bestellungen von Komponenten, die mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und sich von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden gelöst werden kann.

2. Entnahmestelle

der Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch Letztverbraucher, Weiterverteiler oder die jeweils nachgelagerte Netz- oder Umspannebene;

3. Erzeugungsanlage

Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie ohne Stromspeicheranlagen im Sinne der Nr. 12.

4. Finanzierungsentgelte

Entgelte, die zur Finanzierung der Netzkosten dienen;

5. grüner Wasserstoff

Wasserstoff, welcher nach den europäischen Vorgaben in der delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die

Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, hergestellt wurde;

6. kohlenstoffarmer Wasserstoff

Wasserstoff, welcher nach den Vorgaben der delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 der Kommission vom 8. Juli 2025 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe, hergestellt wurde;

7. Lastgangzeitreihe

Die Zeitreihe einer Lastgangzählung in Form einer viertelstündlichen registrierenden Leistungsmessung einer Entnahmestelle, bestehend aus den zwei Zeitreihen für beide Energieflussrichtungen (Bezugszeitreihe und Einspeisezeitreihe);

8. Netzebene

die Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird;

9. Netzknoten

der räumlich eng begrenzte Teil eines Elektrizitätsversorgungsnetzes, der sich auf einem baulich zusammengehörenden Gebiet befindet und aus

a) einem Umspannwerk, einer Umspannanlage, einer Umspannstation, einer Ortsnetzstation oder einer Schaltanlage oder

b) einer sonstigen Übergabestelle bei Vorliegen einer den in Buchstabe a genannten Fällen vergleichbaren galvanischen Verbindung

besteht, mit der eine oder mehrere Entnahmestellen verbunden sind;

10. Netzgruppe

der zusammenhängende Teil des Elektrizitätsverteilnetzes einer Spannungsebene, der im Regelschaltzustand von den umliegenden Teilen derselben Spannungsebene entkoppelt ist und mindestens einen Einspeisepunkt der vorgelagerten Netzebene besitzt;

11. Entnahmestelle eines Prosumers

eine Entnahmestelle in der Niederspannung, wenn neben der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energie auch elektrische Energie aus einer hinter demselben Netzanschluss gelegenen Erzeugungsanlage bezogen wird. Von den Erzeugungsanlagen ausgenommen sind Steckersolargeräte im Sinne des § 3 Nummer 43 Erneuerbaren Energien Gesetz in Verbindung mit § 8 Absatz 5a Satz 1 Erneuerbaren Energien Gesetz in der Version vom 18. Dezember 2025 (Artikel 23 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347));

12. Stromspeicheranlagen

- a) Stromspeicheranlage: Anlage zur Speicherung elektrischer Energie
- b) Rein netzgekoppelte Stromspeicheranlage: ortsfeste Stromspeicheranlage, die ohne eine andere Erzeugungsanlage und ohne sonstige Verbrauchseinrichtungen an das Netz der allgemeinen Versorgung, angeschlossen ist.
- c) Anlagengekoppelte Stromspeicheranlage: ortsfeste Stromspeicheranlage, die mit einer anderen Erzeugungsanlage oder einer sonstigen Verbrauchseinrichtung an ein Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist; bidirektional nutzbare Ladepunkte im Sinne der Festlegung MiSpeL (Aktenzeichen: 618-25-02) sind für die Zwecke der vorliegenden Festlegung anlagengekoppelten Stromspeicheranlagen gleichgestellt

13. Umspannebene

die Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen die Spannung elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird;

14. Windenergieanlagen auf See

jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die auf See in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie der Bundesrepublik Deutschland aus seewärts errichtet worden ist; als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 „Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 „Deutsche

Ostseeküste und angrenzende Gewässer“, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1:375 000 dargestellt Küstenlinie.

3. Grundsätze der Kostenverteilung

¹Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben die nach den Regelungen der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom, GBK-25-01-1#1 vom 08.12.2025)¹ oder nach der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (Rahmenfestlegung ÜNB, GBK-25-01-1#2)² ermittelten Netzkosten soweit möglich direkt den Hauptkostenstellen nach Ziffer 4 zuzuordnen. ²Soweit eine direkte Zuordnung von Kosten nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand möglich ist, sind diese zunächst geeigneten Hilfskostenstellen zuzuordnen. ³Die Aufteilung dieser Netzkosten auf die Hauptkostenstellen hat verursachungsgerecht über eine angemessene Schlüsselung zu erfolgen. ⁴Die gewählten Schlüssel müssen sachgerecht sein und sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig schriftlich zu dokumentieren. ⁵Die Schlüssel sind stetig anzuwenden. ⁶Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. ⁷Die sachlichen Gründe für diese Änderungen sind in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise und vollständig schriftlich zu dokumentieren.

4. Kostenstellen

¹Für die Ermittlung der Netzentgelte haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen als Maßgrößen der Kostenverursachung Haupt- und Nebenkostenstellen nach Anlage 1 zu bilden. ²Die Netzkosten nach den Regelungen der Festlegung RAMEN Strom oder der Rahmenfestlegung ÜNB sind vollständig auf die Kostenstellen nach Anlage 1 zu verteilen. ³Die Bildung von Hilfskostenstellen ist zulässig.

1 Soweit in dieser Festlegung auf die Festlegung RAMEN Strom Bezug genommen wird, handelt es sich um die Festlegung RAMEN Strom in der jeweils geltenden Fassung.

2 Soweit in dieser Festlegung auf die Rahmenfestlegung ÜNB Bezug genommen wird, handelt es sich um die Rahmenfestlegung ÜNB in der jeweils geltenden Fassung.

5. Kostenwälzung

5.1 ¹Die Kosten der Netz- und Umspannebenen werden, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig der eigenen nachgelagerten Netz- oder Umspannebene, den angeschlossenen Weiterverteilern und den in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene angeschlossenen Letztverbrauchern zugeordnet. ²Dabei sind die jeweils aus der betreffenden Netz- oder Umspannebene zu wälzenden Kostenanteile anhand eines Schlüssels auf Basis des netzbezogenen Letztverbrauchs gemäß Ziffer 5.3 zu ermitteln (Wälzungsschlüssel). ³Die Kostenwälzungsbeträge für die eigenen nachgelagerten Netz- oder Umspannebenen sowie die angeschlossenen Weiterverteiler ergeben sich aus dem Produkt von Wälzungsschlüssel und den Kosten der Netz- und Umspannebene. ⁴Die Entgeltbildung für Letztverbraucher bleibt hiervon unberührt und richtet sich nach Ziffer 8.

5.2 ¹Der netzbezogene Letztverbrauch bezeichnet die Summe der entnommenen Jahresarbeit aller Letztverbraucher in Kilowattstunden aus der betreffenden und allen dieser Ebene nachgelagerten Netz- und Umspannebenen. ²Dies umfasst den Letztverbrauch im eigenen Netz und in fremden Netzen. ³Der Letztverbrauch, der durch Eigenerzeugung gedeckt wird, bleibt bei der Ermittlung des Wälzungsschlüssels unberücksichtigt. ⁴Sofern Letztverbraucher kein auf die Jahresarbeit bezogenes Netzentgelt zahlen, bleiben die Entnahmen dieser Letztverbraucher bei der Bestimmung des Wälzungsschlüssels unberücksichtigt. ⁵Besonderheiten des Bahnstromfernleitungsnetzes werden geprüft.

5.3 ¹Für die Bestimmung des Wälzungsschlüssels sind für jede Netz- und Umspannebene folgende Kostenträgergruppen zu bilden, für die der jeweilige netzbezogene Letztverbrauch zu ermitteln ist:

- a) die direkt an die betreffende Netz- und Umspannebene angeschlossenen Letztverbraucher,
- b) die eigenen nachgelagerten Netz- und Umspannebenen sowie
- c) die jeweils angeschlossenen Weiterverteiler.

²Der Kostenanteil je Kostenträgergruppe ergibt sich aus dem Verhältnis des netzbezogenen Letztverbrauchs der jeweiligen Kostenträgergruppe und des netzbezogenen Letztverbrauchs aller Kostenträgergruppen (Wälzungsschlüssel je

Kostenträgergruppe). ³Der Kostenanteil, der der Kostenträgergruppe der angeschlossenen Weiterverteiler zuzuordnen ist, ist entsprechend des jeweiligen netzbezogenen Letztverbrauchs der einzelnen Weiterverteiler untereinander aufzuteilen.

- 5.4** ¹Sofern ein Weiterverteiler aus mehr als einer eigenen oder fremden vorgelagerten Netz- oder Umspannebene versorgt wird, sind die für die Bestimmung des Wälzungsschlüssels anzusetzenden netzbezogenen Letztverbrauchermengen auf Basis der gemessenen, jeweiligen Arbeits Bezugsmengen, beginnend bei der Niederspannung, aufzuteilen und den entsprechenden vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen zuzuordnen. ²Betreibt ein Weiterverteiler räumlich getrennte Teilnetze und wird dadurch aus mehr als einer eigenen oder fremden vorgelagerten Netz- oder Umspannebene versorgt, hat der Weiterverteiler seinen netzbezogenen Letztverbrauch sachgerecht auf die räumlich getrennten Teilnetze aufzuteilen.
- 5.5** ¹Ausgangspunkt der Zuordnung der Kosten auf die Kostenträger ist die Kostenstellenrechnung nach Ziffer 4. ²Die Kostenträger haben sich an den vorhandenen Netz- und Umspannebenen des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu orientieren und sind im Einzelnen nach Anlage 2 zu bilden.
- 5.6** Für Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind ergänzend die Regelungen der Ziffer 6 anzuwenden.
- 5.7** ¹Der Wälzungsschlüssel für das Betrachtungsjahr t ist jährlich auf Basis von Ist-Werten des netzbezogenen Letztverbrauchs aus dem vorletzten Kalenderjahr (t-2) zu ermitteln. ²Abweichend hiervon sind in besonderen Härtefällen aktualisierte Werte des netzbezogenen Letztverbrauchs heranzuziehen, wenn gesicherte Erkenntnisse über Sachverhalte vorliegen, die dauerhaft zu einer erheblichen Änderung des Wälzungsschlüssels im Kalenderjahr t führen. ³Weicht ein Netzbetreiber nach Satz 2 ab, hat er die zuständige Regulierungsbehörde hierüber unverzüglich zu unterrichten und die Gründe für das Heranziehen eines abweichenden Wertes für den netzbezogenen Letztverbrauch darzulegen. ⁴Der Wälzungsschlüssel ist auf die nach den Regelungen der Festlegung RAMEN Strom und der Rahmenfestlegung ÜNB ermittelten Netzkosten des Kalenderjahres t anzuwenden.
- 5.8** ¹Netzbetreiber sind verpflichtet, alle zur Bestimmung des Wälzungsschlüssels erforderlichen Informationen, insbesondere die Daten zum netzbezogenen

Letztverbrauch in ihrem Netz, dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber rechtzeitig mit Blick auf die Bildung der jährlichen Entgelte zu übermitteln. ²Netzbetreiber ohne angeschlossene Weiterverteiler haben die Daten nach Satz 1 für das Betrachtungsjahr t spätestens bis zum 30.06. des Kalenderjahres t-1 an ihre vorgelagerten Netzbetreiber zu übermitteln. ³Im Übrigen haben Netzbetreiber die Daten nach Satz 1 für das Betrachtungsjahr t spätestens zwei Wochen nach dem Zeitpunkt nach Satz 2 des Kalenderjahres t-1 an ihre vorgelagerten Netzbetreiber zu übermitteln. ⁴Liegen dem Netzbetreiber die erforderlichen Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch zu dem Zeitpunkt des Satzes 2 und 3 noch nicht vor, hat er seinen netzbezogenen Letztverbrauch bestmöglich zu schätzen und, sobald die erforderlichen Daten vorliegen, diese unverzüglich nachzureichen.

- 5.9** ¹Die Betreiber von Verteilernetzen haben die Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch des Betrachtungsjahres t zum 30.09. des vorherigen Kalenderjahres an die Bundesnetzagentur elektronisch zu übermitteln. ²Im Falle der Ziffer 5.4 Satz 2 muss aus den Daten hervorgehen wie sich bei den räumlich getrennten Teilnetzen der Bezug von Jahresarbeit auf die vorgelagerten Netzebenen verteilt.

6. Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte

- 6.1** ¹Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben bundeseinheitliche Netzentgelte zu bilden. ²Nicht vereinheitlicht werden die Entgelte für den Messstellenbetrieb.
- 6.2** ¹Grundlage der Ermittlung der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte sind jeweils die zu erwartenden Kosten nach Tenorziffer 2.1 S. 1 der Rahmenfestlegung ÜNB des Jahres für die, die Entgelte gebildet werden, nach Abzug negativer Salden bzw. Auschlag positiver Salden aus Plan-Ist-Abgleichen der Vorjahre gemäß Tenorziffer 2.3 S. 5 – 12 der Rahmenfestlegung ÜNB, die für jeden Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung getrennt ermittelt werden. ²Von den Kosten nach Satz 1 werden die Anteile, die für die Entgelte für den Messstellenbetrieb anfallen, in Abzug gebracht.
- 6.3** ¹Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung bilden für die Zwecke der Ermittlung der bundeseinheitlichen Netzentgelte jeweils einen gemeinsamen Kostenträger nach Anlage 2 für die Höchstspannungsebene und für die Umspannebene von Höchst- zu Hochspannung. Ausgangspunkt der Zuordnung auf

diese gemeinsamen bundeseinheitlichen Kostenträger ist die Kostenstellenrechnung jedes Betreibers von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung. ²Bei der Zuordnung bleiben die Anteile, die für die Entgelte für den Messstellenbetrieb anfallen, unberücksichtigt.

6.4 Auf Grundlage der Kosten, die auf dem gemeinsamen Kostenträger nach Anlage 2 addiert worden sind, werden die bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte für die betroffene Netz- und Umspannebene nach Maßgabe der Ziffern 7, 8.3. und 8.4. ermittelt.

6.5 ¹Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben Mehr- oder Mindereinnahmen, die sich auf Grund des bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelts gegenüber ihren der Vereinheitlichung zugrunde liegenden zu Kosten nach Ziffer 6.2. ergeben, untereinander auszugleichen.²Der Ausgleich nach Satz 1 erfolgt auf Grundlage der prognostizierten Erlöse nach Ziffer 14, die sich aus den für das Folgejahr ermittelten bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelten ergeben. ³Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung, die Mehreinnahmen erzielen, haben diese Mehreinnahmen durch Zahlungen in zwölf gleichen Raten bis spätestens zum 15. des jeweiligen Folgemonats anteilig an die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung, die Mindereinnahmen erzielen, auszugleichen. ⁴Durch die Ausgleichszahlungen nach Maßgabe von Satz 3 erlöschen jeweils die Ansprüche auf Ausgleich nach Satz 1. Ein Abgleich auf Grundlage der tatsächlich entstanden zulässigen Kosten nach Tenorziffer 2.3 S. 1 der Rahmenfestlegung ÜNB erfolgt nicht.

6.6 ¹Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben zur Ermittlung der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte, rechtzeitig für das jeweilige Folgejahr alle hierfür notwendigen Daten in anonymisierter Form untereinander elektronisch auszutauschen. ²Die Daten müssen einheitlich ermittelt werden.

7. Jährlichkeitsprinzip

Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist ein kalenderjährliches Netzentgelt.

8. Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch

- 8.1** ¹Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben für ihr gesamtes Netzgebiet einheitliche Netzentgelte für den Verbrauch zu bilden. ²Das Entgelt richtet sich nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle.
- 8.2** ¹Für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme bis zu 100.000 Kilowattstunden ist ein Grundpreis in Euro pro Jahr und ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde zu bilden. ²Das zu zahlende Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden. ³Für Entnahmestellen von Prosumern ist ein Aufschlag in Euro pro Jahr in Höhe von mindestens 70 Prozent bis höchstens 90 Prozent des Grundpreises nach Satz 1 zu bilden. ⁴Der Erlösanteil des Grundpreises einschließlich des Grundpreisaufschlags für Prosumer nach Satz 3 an den zu erzielenden Erlösen in der Kundengruppe nach Satz 1 hat in einem Bereich von mindestens 20 Prozent bis höchstens 40 Prozent zu liegen. ⁵Im Verteilernetz angeschlossene Anlagen zur Straßenbeleuchtung können, auch ohne dass eine Leistungsmessung mittels Lastgangmessung oder eine Zählerstandsgangmessung vorliegt, nach den Vorgaben von Ziffer 8.4 ermittelt werden, wenn eine rechnerisch oder auf Grundlage einer Schätzung erfolgte Ermittlung von Arbeit und Kapazität mit hinreichender Sicherheit zu vergleichbaren zuverlässigen Ergebnissen führt.
- 8.3** ¹Stromlieferanten müssen ab dem 01.04.2028 die Prosumereigenschaft nach Ziffer 2 Nr. 9 auf der Energierechnung ausweisen.
- 8.4** ¹Für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme über 100.000 Kilowattstunden und für Entnahmestellen oberhalb des Niederspannungsnetzes ist ein Kapazitätspreis in Euro pro Kilowatt zu bilden. ²Der Kapazitätspreis ist auf die vom Letztverbraucher für das jeweilige Jahr bestellte Kapazität (Bestellkapazität) zu entrichten. ³Die Bestellkapazität beträgt mindestens 10 Prozent der individuellen Jahreshöchstlast der Entnahmestelle im dem der Bestellung vorausgegangenem Jahr und höchstens 100 Prozent der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität der Entnahmestelle. ⁴Verbraucher können dem jeweiligen Netzbetreiber nach der Veröffentlichung des Preisblattes und vor Beginn des Kalenderjahres, für das das Preisblatt gilt, ihre Kapazitätsbestellung mitteilen. ⁵Soweit ein Letztverbraucher dem Netzbetreiber für ein Kalenderjahr nicht rechtzeitig eine

Bestellkapazität mitgeteilt hat, leitet der Netzbetreiber eine optimale Bestellkapazität des Netznutzers vor Beginn des Abrechnungsjahres aus den ihm vorliegenden Lastgängen des Netznutzers und den von ihm veröffentlichten Preisen in der Weise ab, wie es unter Berücksichtigung der ihm zur Verfügung stehenden Daten in der Vorausschau als sachgerecht erscheint. ⁶Die Sätze 3 bis 5 gelten nicht für neu errichtete Netzanschlüsse im ersten Kalenderjahr ihrer Nutzung. ⁷In diesen Fällen hat der Netzbetreiber die Bestellkapazität im Zuge einer Bestabrechnung, die die geringste Netzentgeltbelastung hervorruft, ex-post zu ermitteln. ⁸Dabei beträgt die Bestellkapazität zwischen 10 Prozent und 100 Prozent der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität des neu errichteten Netzanschlusses.

8.5 ¹Für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme über 100.000 Kilowattstunden und für Entnahmestellen oberhalb des Niederspannungsnetzes sind zwei Arbeitspreise in Cent pro Kilowattstunde mit den Bezeichnungen AP1 und AP2 zu bilden. ²Das Arbeitsentgelt entspricht der Summe der nach den Sätzen 3 und 4 ermittelten Arbeitsentgelte. ³Für innerhalb der Bestellkapazität entnommene Mengen elektrischer Arbeit, entspricht das für das Abrechnungsjahr zu zahlende Arbeitsentgelt, dem Produkt aus dem jeweiligen AP 1 und der innerhalb der Bestellkapazität entnommenen Menge. ⁴Soweit die Entnahmelast die Bestellkapazität übersteigt ist das zu zahlende Arbeitsentgelt das Produkt aus dem jeweiligen AP2 und der im Abrechnungsjahr jeweils unter Überschreitung der Bestellkapazität entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden. ⁵Die Höhe des AP1 ist durch den Netzbetreiber so zu wählen, dass multipliziert mit der erwarteten Jahresarbeit aller Letztverbraucher der Ebene, zwischen 30 und 60 Prozent der von diesen Letztverbrauchern zu tragenden Kosten der Ebene gedeckt würden. ⁶Die Höhe des AP2 ist durch den Netzbetreiber so zu wählen, dass er mindestens 200 Prozent und maximal 350 Prozent des AP1 beträgt.

8.6 ¹Soweit es nicht den Messstellenbetrieb für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme nach dem Messstellenbetriebsgesetz betrifft, ist für jede Entnahmestelle und getrennt nach Netz- und Umspannebenen jeweils ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, zu dem auch die Messung gehört, zu bilden. ²Bei der Bildung des Entgelts sind die auf die Netz- und Umspannebenen verteilten Kosten jeweils vollständig durch die Summe der pro Entnahmestelle entrichteten Messentgelte der

jeweiligen Netz- oder Umspannebene zu decken. ³Die Entgelte sind jeweils für jede Entnahmestelle einer Netz- oder Umspannebene zu erheben. ⁴In der Niederspannung sind davon abweichend jeweils Entgelte für leistungs- und für nicht leistungsgemessene Entnahmestellen zu bilden.

9. Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

9.1 ¹Betreiber von in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen, deren installierte Bruttoleistung gemäß den Angaben des Marktstammdatenregisters den Schwellenwert von 30 kW überschreitet und für die kein Übergangszeitraum gemäß Ziffer 17.4 besteht, sind zur Zahlung eines Einspeiseentgeltes verpflichtet. ²Eine Zahlungspflicht besteht nicht für Prosumer, die im Rahmen des Grundmodells in der Niederspannung mit einem Verbrauch < 100.000 kWh bereits einen Grundpreisaufschlag nach Ziffer 8.2 S. 3 leisten sowie für Steckersolargeräte im Sinne der Ziffer 2 Nr. 11.

9.2 ¹Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln kalenderjährlich ein bundeseinheitliches kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt. ²Dieses ist als eigenständige Position im Preisblatt der Übertragungsnetzbetreiber auszuweisen und bis zum 15. Oktober für das Folgejahr zu veröffentlichen.

9.3 ¹Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln das kapazitätsbasierte Einspeiseentgelt nach der Formel:

$$\frac{\sum_{i=t-6}^{t-2} (GK_i + 0,5 * RE_i + 0,5 * VE_i)}{\sum_{i=t-6}^{t-2} C_i}$$

²Dabei ist:

GK_i Die Grundkomponente: ein Betrag, der durch die Multiplikation der jährlichen in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Jahresenergiemenge (in MWh) (inklusive der Einspeisemenge von Anlagen, die unter Vertrauensschutz stehen) mit einem fixen Satz von 0,50 €/MWh ermittelt wird.

RE_i Regelergiekosten, die bei den Übertragungsnetzbetreibern jährlich anfallen.

VE_i Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie im Übertragungsnetz, die bei den Übertragungsnetzbetreibern jährlich anfallen.

Ci Die kapazitätsbasierte Verteilungsbasis der Kosten, die sich aus der Summe der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität aller nach Ziffer 9.1 und Ziffer 17.4 adressierten Anlagen ergibt.

³Bei der Ermittlung der jährlichen Kostenbasis nach Satz 1 fließen die dort beschriebenen Positionen als Ist-Werte des Jahres t-2 ein. ⁴Sofern für Erzeugungsanlagen ohne eigenen Netzanschluss keine vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität bzw. Einspeisekapazität vorliegt, entspricht die abrechnungsrelevante vertraglich vereinbarte Kapazität für die Erzeugungsanlage standardmäßig der maximalen Netzkapazität für die Einspeiserichtung, welche im Rahmen der Netzanschlusszusage vereinbart wurde. ⁵Der Kapazitätspreis ist auf Basis des arithmetischen Mittels der Ist-Werte der jeweils vorangegangenen fünf Kalenderjahre zu berechnen.

9.4 ¹Die Abrechnung des Entgelts erfolgt auf Basis der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität. ²Die Erhebung des Entgelts gegenüber dem Anlagenbetreiber erfolgt durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber, in dessen Netz die Anlage physikalisch angeschlossen ist. ³Die Anschlussnetzbetreiber führen die vereinnahmten Entgelte an die Übertragungsnetzbetreiber ab. ⁴Die vereinnahmten Entgelte sind kostenmindernd in der Kalkulation der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte zu berücksichtigen.

9.5 ¹Anschlussnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene müssen dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. Juni eines Kalenderjahres die für die Kalkulation der kapazitätsbasierten Einspeiseentgelte erforderlichen Daten des Vorjahres übermitteln. ²Hierbei handelt es sich insbesondere um die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität (in kW), die installierte Bruttoleistung der daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen (in kW) und die jährliche Einspeisemenge (in kWh) zum Stichtag 31. Dezember des Vorjahres für alle Erzeugungsanlagen nach Ziffer 9.1 Satz 1 und Ziffer 17.4, die in dem Netz des Anschlussnetzbetreibers physikalisch angeschlossen sind. ³Die Meldung erfolgt jeweils aggregiert als Summenwerte, getrennt nach Netz- und Umspannebenen. ⁴Dabei sind

Teilbeträge, die sich aus der Regelung der Ziffer 17.4 ergeben, aus der Gesamtsumme als „Davon“-Positionen transparent hervorzuheben.

10. Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

10.1 ¹Die Betreiber netzgekoppelter Stromspeicheranlagen haben ein jährliches Kapazitätsentgelt auf ihre vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu entrichten. ²Der Kapazitätspreis entspricht in der Höhe dem nach Maßgabe von Ziffer 9 ermittelten kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt.

10.2 ¹Die Betreiber anlagengekoppelter Stromspeicheranlagen zahlen ein einheitliches Entgelt nach den einschlägigen Regelungen der Ziffern 8 oder 9 für die Stromspeicheranlage und die jeweilige Erzeugungs- oder Letztverbrauchsanlage, an die sie gekoppelt ist. ²Soweit über die mit der Stromspeicheranlage gekoppelte Anlage hinaus weitere Letztverbrauchs- und / oder Erzeugungsanlagen an denselben Netzanschluss angeschlossen sind, gilt Satz 1 mit der Maßgabe, dass die Entnahmestellen der Stromspeicheranlage und der mit ihr gekoppelten Anlage zur Netzentgeltermittlung gemeinsam betrachtet werden. ³Mengen, die eine anlagengekoppelte Stromspeicheranlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und darin wieder zurückspeist, sind von den Arbeitspreisen nach Ziffer 8.2. Sätze 1 und 2 und Ziffer 8.4. befreit, soweit eine Abgrenzung dieser Mengen messtechnisch möglich ist.

11. Finanzierungsentgelte für Elektrolyse

11.1 ¹Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, zahlen ein Sondernetzentgelt, welches aus einem reinen Kapazitätspreis in Euro pro Kilowatt besteht. ²Dieser ist auf die vertragliche Netzanschlusskapazität zu zahlen. ³Arbeitspreise werden nicht erhoben. ⁴Die Höhe des Entgelts entspricht den Finanzierungsentgelten für Erzeugungsanlagen im Sinne der Ziffern 9.2 und 9.3. ⁵Betreiber von Elektrolyseuren haben dem zuständigen Netzbetreiber die Zertifizierung zur Herstellung von grünem und kohlenstoffarmen Wasserstoff nach Satz 1 bei Inbetriebnahme vorzulegen sowie Änderungen unverzüglich anzuzeigen.

11.2 Elektrolyseure, die weder grünen noch kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, zahlen ein Entgelt im Sinne der Ziffern 8.4 ff.

12. Entgelte mit Anreizfunktion

- 12.1** Die Einführung und Ausgestaltung von Entgelten mit Anreizfunktion, insbesondere dynamischer Netzentgelte regeln gesonderte Festlegungen nach § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 3 a) und g) EnWG.
- 12.2** ¹Netzbetreiber sind verpflichtet, das dynamische Netzentgelt zu bilden und gegenüber Betreibern von Stromspeicheranlagen mit Anschluss an die Netz- und Umspannebene 1 bis 5 spätestens zum 01. Januar 2033, jedoch nicht vor dem zum 01. Januar 2030 abzurechnen. ²Netzbetreiber sind verpflichtet, das dynamische Netzentgelt gegenüber Betreibern von Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die Netz- und Umspannebene 1 bis 5 spätestens zum 01. Januar 2035, jedoch nicht vor dem zum 01. Januar 2032, abzurechnen; gegenüber Betreibern von Windenergieanlagen auf See sind keine dynamischen Netzentgelte abzurechnen. ³Das dynamische Netzentgelt ist ein zeitlich und regional variables sowie vorzeichengerechtes Netzentgelt. ⁴Hierzu haben die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung rechtzeitig vor Einführung dynamischer Netzentgelte eine gemeinsame Plattform in Betrieb zu nehmen, mit der Preissignale ausgewiesen und kommuniziert werden können und an der sich sukzessive weitere Netzbetreiber beteiligen können.
- 12.3** Ziffer 12.2 steht unter der aufschiebenden Bedingung, dass die Beschlusskammer in einer Festlegung nach Ziffer 12.1 die Ausgestaltung des dynamischen Netzentgelts mindestens zwei Jahre vor Beginn der Regelung konkretisiert.
- 12.4** Die Netzbetreiber haben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ein geeignetes Medium zur Netzengpasstransparenz aufzusetzen, welches den Netznutzern auch ermöglicht, dynamische Netzentgelte in ihre Standort- und Investitionsentscheidungen einzubeziehen.
- 12.5.** ¹Von der Bildung und Abrechnung dynamischer Netzentgelte für Letztverbraucher sieht die Bundesnetzagentur zunächst ab. ²Die Erhebung und Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte gemäß § 14a EnWG („Modul 3“) bleibt unberührt. ³Die Bundesnetzagentur behält sich die Einführung dynamischer Netzentgelte für Elektrolyseure durch gesonderte Festlegung im Sinne von Ziffer 12.1. vor.

13. Sonderformen der Netznutzung

- i. ¹Eine zeitgleiche Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen zu einer Entnahmestelle zum Zwecke der Ermittlung des Kapazitätsentgelts nach Ziffer 8.3. ist unabhängig von einem entsprechenden Verlangen des jeweiligen Anschlussnutzers durchzuführen, wenn all diese Entnahmestellen
1. durch denselben Anschlussnutzer genutzt werden,
 2. mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz desselben Netzbetreibers verbunden sind,
 3. sich auf der gleichen Netz- oder Umspannebene befinden und
 4. entweder Bestandteil desselben Netzknotens sind oder bei Vorliegen einer kundenseitigen galvanischen Verbindung an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind.
- ²Die Zusammenführung des Letztverbrauchs einer oder mehrerer Entnahmestellen mit der Entnahmestelle einer Stromspeicheranlage zum Zwecke der Ermittlung des Kapazitätsentgelts nach Ziffer 8.3. kann ungeachtet der Erfüllung von Satz 1 Nr. 4 erfolgen, wenn
1. die Erfüllung von Satz 1 Nr. 4 im konkreten Einzelfall aufgrund behördlicher Entscheidungen rechtlich unmöglich ist und
 2. die Stromspeicheranlage in derselben Netzgruppe installiert ist wie die Letztverbrauchsanlage, das zu beiden geographisch nächstliegende, vorgelagerte Umspannwerk identisch ist und beide durch denselben Anschlussnutzer betrieben werden.
- ³Im Übrigen ist eine zeitgleiche Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen unzulässig. ⁴Das Vorliegen der in Satz 1 genannten Voraussetzungen hat der Netznutzer nachzuweisen. ⁵Die Ermittlung der zusammengefassten Entnahmelast erfolgt
1. im Falle des Satzes 1 Nummer 4 erste Alternative durch eine zeitgleiche und vorzeichengerechte Addition (Saldierung) der Lastgangzeitreihen der Entnahmestellen innerhalb des zeitgleichen Messintervalls der Lastgangzählung oder

2. im Falle des Satzes 1 Nummer 4 zweite Alternative durch eine zeitgleiche Addition der richtungsgleichen Lastgangzeitreihen der einzelnen Entnahmestellen innerhalb des zeitgleichen Messintervalls der Lastgangzählung.

⁵Abweichend von Satz 4 Nummer 2 erfolgt die Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen durch Saldierung nach Satz 4 Nummer 1 auch im Falle des Satzes 1 Nummer 4 zweite Alternative, wenn ein Transit vorliegt. Ein Transit ist gegeben, wenn innerhalb des zeitgleichen Messintervalls der Lastgangzählung dieselbe Energiemenge aus einer Entnahmestelle entnommen und zumindest teilweise über eine andere, galvanisch verbundene Entnahmestelle abgegeben wird.

14. Verprobung

14.1 ¹Netzbetreiber haben im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte sicherzustellen, dass ein zur Veröffentlichung anstehendes Entgeltsystem geeignet ist, die nach Tenorziffer 4 StromNEF und Tenorziffer 2.1 der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Kosten zu decken. ²Soweit die Kosten einer Anreizregulierung gemäß der Festlegung RAMEN Strom unterliegen, werden die Netzentgelte aus den nach Tenorziffer 4 RAMEN Strom festgelegten Erlösobergrenzen ermittelt. ³Satz 1 ist auch für die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung in Bezug auf das bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelt nach Maßgabe des § 24 des Energiewirtschaftsgesetzes anzuwenden. ⁴Im Einzelnen ist sicherzustellen, dass die Anwendung

1. des Entgeltsystems auf die prognostizierte Absatzstruktur in ihrem Netzgebiet einen prognostizierten Erlös ergibt, welcher der Höhe nach den ermittelten Netzkosten bzw. der festgelegten Erlösobergrenze entspricht, und
2. der Entgelte für den konventionellen Messstellenbetrieb auf die jeweiligen Entnahmestellen einen prognostizierten Erlös ergibt, der den zu deckenden Kosten des konventionellen Messstellenbetriebs nach Ziffer 8.5 entspricht.

14.2 ¹Die Verprobungen nach Ziffer 14.1 sind vom Netzbetreiber in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise schriftlich zu dokumentieren und in den Bericht nach Ziffer 16 aufzunehmen. ²Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben darüber hinaus die Ermittlung der

bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte zu dokumentieren und in den Bericht nach Ziffer 16 aufzunehmen.

14.3 ¹Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, bei einer Anpassung ihres Plankostenniveaus nach Tenorziffer 2.1 der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber die Netzentgelte anzupassen, soweit sich daraus eine Absenkung der Netzentgelte ergibt. ²Die Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, bei einer Anpassung der Erlösobergrenze nach Tenorziffer 4.2 RAMEN Strom die Netzentgelte anzupassen, soweit sich daraus eine Absenkung der Netzentgelte ergibt. ³Im Übrigen sind die Netzbetreiber bei einer Anpassung des Plankostenniveaus nach Tenorziffer 2.1 der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber bzw. der Erlösobergrenzen nach Tenorziffer 4.2 RAMEN Strom zur Anpassung der Netzentgelte berechtigt.

14.4 ¹Die Übertragungsnetzbetreiber passen ihre Netzentgelte bis zum 1. Oktober eines Kalenderjahres an, die Verteilernetzbetreiber bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres, jeweils bezogen auf das darauffolgende Kalenderjahr.

²Eine erneute Anpassung der Netzentgelte zum 1. Januar nach den gemäß Satz 1 geltenden Zeitpunkten ist nur bei wesentlichen nachträglichen Abweichungen der Kalkulationsgrundlage zulässig. ³Die Netzbetreiber sind verpflichtet, Anpassungen nach Satz 2 spätestens 10 Werktage vor dem 1. Januar gegenüber der Regulierungsbehörde zu erläutern.

⁴Die Netzbetreiber haben die Höhe der nach Maßgabe von Ziffer 5 ermittelten Kostenwälzungsbeträge den nachgelagerten Netzbetreibern rechtzeitig vor dem Zeitpunkt nach Satz 1 mitzuteilen.

15. Aufschlag für besondere Netznutzung

15.1 ¹Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung haben die Kosten nach Ziffer 17.1, 17.2 und 17.3 sowie weitere Kosten, die die sich aus Festlegungen, die auf Grundlage von § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 i EnWG erlassen wurden³, ergeben den nachgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilnetzen zu erstatten; ist die Notwendigkeit oder die Höhe einzelner Positionen streitig, trifft die Beweislast die

³ Vgl. etwa Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A vom 28.08.2024, zuletzt geändert durch BK8-25-005-A vom 04.03.2026).

Verteilernetzbetreiber. ²Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Zahlungen nach Satz 1 durch Verrechnung untereinander auszugleichen. ³Die Kosten nach den Sätzen 1 und 2 können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden; §§ 2, 3, 5, 10 Abs. 2, 11, 12 Abs. 2 und Abs. 3, 14 bis 18, 19 Abs. 1 und Abs. 2, 20 bis 23, 25, 26, 29 bis 39, 45, 46, 47 Abs. 1 und Abs. 2, 48, 55, 59 und 61 Energiefinanzierungsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 20.07.2022 (BGBl. I S. 1272), das durch Artikel 25 des Gesetzes vom 18.12.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist (EnFG 2025), sind im Rahmen der Erhebung des Aufschlags nach Halbsatz 1 mit den Maßgaben der Ziffer 15.2 entsprechend anzuwenden.

- 15.2** ¹§ 31 Nr. 3 EnFG 2025 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass der nach Ziffer 15.1 S. 3 i. V. m. § 31 Nr. 2 EnFG 2025 zu zahlende Aufschlag aller begrenzten Abnahmestellen des Unternehmens auf höchstens den Anteil der Bruttowertschöpfung begrenzt wird, der sich aus § 31 Nr. 3 a) und b) EnFG 2025 ergibt. ²§ 31 Nr. 4 EnFG 2025 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Begrenzung nach § 31 Nr. 2 und 3 EnFG 2025 nur so weit erfolgt, dass ein von dem Unternehmen zu zahlender Aufschlag nach Ziffer 15.1 S. 3 für den Stromanteil über 1 Gigawattstunde den Wert von 0,05 Cent pro Kilowattstunde an den Abnahmestellen nicht unterschreitet; der Selbstbehalt nach § 31 Nr. 1 EnFG 2025 bleibt unberührt. ³§§ 29, 32, 33, 36 Abs. 2 und 37 bis 39 EnFG 2025 sind mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Netzbetreiber die Entscheidungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle über besondere Ausgleichsregelungen nach dem EnFG bei der Ermittlung eines Aufschlags nach Ziffer 15.1 S. 3 zugrunde legen.
- 15.3** Differenzbeträge, die sich aufgrund der Jahresendabrechnung des Aufschlags für besondere Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 13 ff. StromNEV (auch i. V. m. Tenorziffer 10 der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, BK8-24-001-A vom 28.08.2024 zuletzt geändert durch BK8-25-005-A vom 04.03.2026) ergeben, können im Rahmen des Aufschlags nach Ziffer 15.1 S. 3 bei der jeweils nächsten Abrechnung berücksichtigt werden.
- 15.4** Im Falle einer Übertragung nach § 41 EnFG 2025 gilt eine solche in Bezug auf den Aufschlag für besondere Netznutzung entsprechend.

15.5 ¹Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, Netzbetreiber, Letztverbraucher, Netznutzer und Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen einander die für die Abwicklung eines Aufschlags nach Ziffer 15.1 erforderlichen Angaben rechtzeitig zur Verfügung stellen. ²§§ 52, 53 und 54 EnFG 2025 gelten entsprechend.

15.6 ¹Die Übertragungsnetzbetreiber müssen auf ihrer gemeinsamen Internetseite veröffentlichen:

1. unverzüglich nach ihrer Übermittlung die Angaben nach Ziffer 15.4 einschließlich der Angaben zu den unmittelbar an ihr Netz angeschlossenen Anlagen,
2. bis zum 15. September eines Kalenderjahres
 - a) die Endabrechnungen für den Aufschlag, die
 - aa) nach § 12 Abs. 1 EnFG 2025 unmittelbar von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Berechnung der Netzentgelte als jeweils eigenständiger Aufschlag auf die Netzentnahme erhoben werden,
 - bb) nach § 12 Absatz 2 oder Absatz 3 EnFG 2025 unmittelbar von den Übertragungsnetzbetreibern als eigenständiger Aufschlag erhoben werden,
 - b) zusammengefasst für jeden Verteilernetzbetreiber
 - aa) die Zahlungen nach Ziffer 15.1 Satz 1 und
 - bb) die Endabrechnungen für den Aufschlag für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr, unter Angabe insbesondere der Netzentnahmen aus ihrem Netz insgesamt und aufgeschlüsselt nach Kategorien von Netzentnahmen, für die eine Verringerung oder Begrenzung des Aufschlags in Anspruch genommen wurde.

²Die Angaben nach Satz 1 müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die jeweiligen Ermittlungen, Zahlungen und die kaufmännisch abgenommenen Energiemengen vollständig nachvollziehen zu können.

³Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die nach Satz 1 zu veröffentlichenden Angaben bis zum Ablauf des folgenden Kalenderjahres vorhalten.

16. Dokumentation

¹Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung haben der Regulierungsbehörde jährlich zum 1. Januar die zur Überprüfung der Netzentgelte notwendigen Daten zu übermitteln. ²Dieser Datenmeldung haben sie einen Bericht über die Ermittlung der Netzentgelte beizufügen. ³Der Bericht muss enthalten:

1. eine vollständige Darstellung der Grundlagen und des Ablaufs der Ermittlung der Netzentgelte nach Ziffer 14, unter Berücksichtigung wesentlicher Änderungen im Vergleich zum Vorjahr,
2. die nach Ziffer 3 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung und
3. sonstige Aspekte, die aus Sicht des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die Netzentgelte von Relevanz sind,

⁴Die Angaben nach Satz 3 müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der Netzentgelte vollständig nachzuvollziehen.

17. Übergangsvorschriften

17.1 ¹Die Regelung des § 19 Abs. 2 S 1 der StromNEV in der zuletzt gültigen Fassung bleibt bis zum 31.12.2031 für Letztverbraucher anwendbar, die zum 31.12.2028 über eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung im Sinne dieser Regelung verfügen, in den Jahren 2026 bis 2028 mindestens einmal die Voraussetzungen für einen Entgeltrabatt erfüllt haben und deren Bezug an der Entnahmestelle, für die die Vereinbarung gilt, im Durchschnitt der Jahre 2024 bis 2027 über 10 Gigawattstunden pro Jahr liegt. ²Der prozentuale Rabatt auf das nach der Tenorziffern 8.4 bis 8.5 ermittelte Verbrauchsentgelt entspricht in den Fällen des Satzes 1 für die Jahre 2029 bis 2031 dem prozentualen Rabatt auf das allgemeine Netzentgelt, den der Letztverbraucher aufgrund von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV im Durchschnitt der Jahre 2024 bis 2027 erreicht hat. ³Satz 1 gilt nicht für Pumpspeicherkraftwerke.

17.2 Die Regelung des § 19 Abs. 2 S. 2 – 4 der StromNEV in der zuletzt gültigen Fassung bleibt bis zum 31.12.2031 für Letztverbraucher anwendbar, die zum 31.12.2028 über eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung im Sinne von § 19 Abs. 2 S. 2

StromNEV verfügen und in den Jahren 2026 bis 2028 mindestens einmal die Voraussetzungen für einen Entgeltrabatt erfüllt haben.

17.3 In den Fällen der Ziffern 17.1. und 17.2. sind § 19 Abs. 2 S. 5 – 12 der StromNEV in der zuletzt gültigen Fassung anzuwenden.

17.4 ¹Für Erzeugungsanlagen, die vor der Bekanntgabe dieser Festlegung bereits in Betrieb genommen worden sind und für Erzeugungsanlagen, für die vor der Bekanntgabe dieser Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde und deren Inbetriebnahme bis spätestens zum 4. August 2029 erfolgt, gilt abweichend von Ziffer 9.1, dass erst nach Ablauf von 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, ein Finanzierungsentgelt im Sinne der Ziffer 9 dieser Festlegung zu zahlen ist. ²Als Inbetriebnahme nach Satz 1 gilt die nach dem jeweiligen energiewirtschaftlichen Fachrecht, in der für die Erzeugungsanlage maßgeblichen Fassung, vorgesehene Inbetriebnahme; der Probetrieb zählt nicht als Inbetriebnahme; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme. ³Bei staatlich administrierten Ausschreibungen, die bei einem bezuschlagten Gebot eine Realisierungspflicht beinhalten, die durch Pönalen abgesichert ist, gilt das Datum des Gebotstermins, nach dem das abgegebenen Gebot nicht mehr zurückgenommen werden kann, als Datum der Investitionsentscheidung. ⁴Eine in Ausschreibungen vorgesehene längere Realisierungsfrist ist im Sinne des Satzes 1 unschädlich. ⁵Für Anlagen, bei denen in der Ausschreibung kein Inbetriebnahmedatum vorgegeben ist oder die nicht an einer Ausschreibung teilgenommen haben, gilt der 04. August 2029 als Stichtag. ⁶Anlagenbetreiber, die eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen haben, müssen diesen Umstand in geeigneter Weise bis zum 31.03.2027 dem zuständigen Netzbetreiber nachweisen.

17.5 ¹Eine Freistellung von Stromspeicheranlagen von den Entgelten für den Netzzugang nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG in der Fassung vom 29.03.2026 BGBl. 2026 I Nr. 84 erfolgt für alle Anlagen, für die eine endgültige Investitionsentscheidung für die Errichtung der Stromspeicheranlage vor der Bekanntgabe dieser Festlegung getroffen haben. ²Die Tatbestandsvoraussetzungen von § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG in der Fassung vom 29.03.2026 BGBl. 2026 I Nr. 84 bleiben im Übrigen unberührt. ³Anlagenbetreiber, die

eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen haben, müssen diesen Umstand in geeigneter Weise bis zum 31.03.2027 dem zuständigen Netzbetreiber nachweisen.

- 17.6** ¹Eine Freistellung von den Entgelten für den Netzzugang nach § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG in der Fassung vom 29.03.2026 BGBl. 2026 I Nr. 84 erfolgt nur, sofern die endgültige Investitionsentscheidung für die Maßnahme zur Erhöhung der Pump- oder Turbinenleistung oder der speicherbaren Energiemenge vor der Bekanntgabe dieser Festlegung erfolgt ist. ²Die Tatbestandsvoraussetzungen von § 118 Abs. 6 S. 2 und 4 EnWG in der Fassung vom 29.03.2026 BGBl. 2026 I Nr. 84 bleiben im Übrigen unberührt. ³Anlagenbetreiber, die eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen haben, müssen diesen Umstand in geeigneter Weise bis zum 31.03.2027 dem zuständigen Netzbetreiber nachweisen.
- 17.7** ¹Für Elektrolyseure, die nach dem 04. August 2011 in Betrieb genommen worden sind oder für die vor der Bekanntgabe dieser Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde und deren Inbetriebnahme bis spätestens zum 04. August 2029 erfolgt, bleiben die Regelungen des § 118 Abs 6 Satz 1 und 7 EnWG in der Fassung vom 29.03.2026 BGBl. 2026 I Nr. 84 unberührt. ²Anlagenbetreiber, die eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen haben, müssen diesen Umstand in geeigneter Weise bis zum 31.03.2027 dem zuständigen Netzbetreiber nachweisen.
- 17.8** ¹Für die Erhebung des Grundpreisaufschlags für Prosumer ab dem 01.01.2029 haben Netzbetreiber erstmalig bis zum 01.04.2028 Entnahmestellen in ihrem Netz zu identifizieren, die eine Prosumereigenschaft im Sinne der Tenorziffer 2 Nr. 9 aufweisen, und den jeweiligen Lieferanten im Rahmen der Marktkommunikation Informationen darüber zur Verfügung zu stellen. ²Der Netzbetreiber hat dem jeweiligen Lieferanten im Rahmen der Marktkommunikation mitzuteilen, ob der Bezug aus dem Netz durch

eine oder mehrere Erzeugungsanlagen hinter demselben Netzanschluss gemindert wird.⁴

18. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschriften in den Ziffern 5.7 S. 3, 14.2, 14.4 S. 3 und 16 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern , die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

19. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

20. Wirksamwerden der Festlegung

¹Soweit nicht in den vorstehenden Tenorziffern ein späteres Datum genannt ist, tritt die Wirkung der Regelungen dieser Festlegung mit der Bekanntgabe ein. ²Als Tag der Bekanntgabe wird der 01. Januar 2027 bestimmt.

⁴ Siehe dazu Festlegung der Beschlusskammer 6 zur Anpassung der Marktkommunikation zur Realisierung der nach dem Messstellenbetriebsgesetz geforderten Übermittlung von Zählerstandsgängen (Datenübermittlung ZSG) sowie Anlage 1a der Festlegung, Az.: BK6-24-174.

Anlage 1 Haupt- und Nebenkostenstellen

1. Hauptkostenstelle "Systemdienstleistungen"
 - 1.1 Nebenkostenstelle "Regelenergie": Kosten für Primärregelleistung und -arbeit sowie für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung;
 - 1.2 Nebenkostenstelle „Verlustenergie Onshore“: Kosten der Verlustenergie, soweit sie zur Beschaffung von Netzverlusten im Übertragungsnetz Onshore entstehen
 - 1.3 Nebenkostenstelle „Verlustenergie Offshore“: Kosten der Verlustenergie, die im Übertragungsnetz zur Beschaffung von Netzverlusten für den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen entstehen.
2. Hauptkostenstelle "Höchstspannungsnetz 380 und 220 Kilovolt"
 - 2.1 Nebenkostenstelle "Höchstspannungsleitungsnetz Onshore": Kosten der Höchstspannungsleitungen für den Betrieb der Onshore-Anbindung;
 - 2.2 Nebenkostenstelle "Höchstspannungsanlagen Onshore": Kosten der Schaltanlagen der Höchstspannung in den Umspannwerken; Kosten der 380/220-Kilovolt-Umspannung; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke für den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen.
 - 2.3 Nebenkostenstelle "Höchstspannungsleitungsnetz Offshore": Kosten der Höchstspannungsleitungen, insbesondere Gleichstromleistungen für den Betrieb der Offshore-Leitungen;
 - 2.4 Nebenkostenstelle "Höchstspannungsanlagen Offshore ": Kosten für den Betrieb von Anlagen zur Offshore Anbindung, insbesondere Konverterstationen und Gebäude und Grundstücke für den Betrieb der Offshore-Anlagen.
3. Hauptkostenstelle "Umspannung 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt": Kosten der Umspanner 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt einschließlich der ober- und unterspannungsseitigen Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke.

4. Hauptkostenstelle "Hochspannungsnetz 110 Kilovolt"
 - 4.1 Nebenkostenstelle "Hochspannungsleitungen": Kosten der Hochspannungsleitungen;
 - 4.2 Nebenkostenstelle "Hochspannungsanlagen": Kosten der Schaltanlagen der Hochspannung in den Umspannwerken; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke; Kosten aus dem Betrieb von Ladestrom-, Erdschlussspulen oder Strombegrenzungsdrosseln.
5. Hauptkostenstelle "Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung": Kosten der Umspanner 110 Kilovolt/Mittelspannung einschließlich der Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke.
6. Hauptkostenstelle "Mittelspannungsnetz"
 - 6.1 Nebenkostenstelle "Mittelspannungsleitungen": Kosten der Mittelspannungsleitungen;
 - 6.2 Nebenkostenstelle "Mittelspannungsanlagen": Kosten der Schaltanlagen in Schwerpunktstationen der Mittelspannung; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke; Kosten des Betriebs von Erdschlussspulen; Kosten der Schalt- bzw. Schwerpunktstationen.
7. Hauptkostenstelle "Umspannung Mittel-/Niederspannung": Kosten der Ortsnetzstationen und - soweit in der Kostensphäre des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen - der Kundenstationen inklusive der Kosten der in den Stationen installierten Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsschaltgeräte; Kosten der in Ortsnetzstationen installierten Niederspannungsanlagen.
8. Hauptkostenstelle "Niederspannungsnetz"
 - 8.1 Nebenkostenstelle "Niederspannungsleitungen": Kosten der Niederspannungsleitungen ohne Anlagen der Straßenbeleuchtung;
 - 8.2 Nebenkostenstelle "Anlagen der Straßenbeleuchtung": Kosten der Anlagen der Straßenbeleuchtung.

9. Hauptkostenstelle "Hausanschlussleitungen und Hausanschlüsse": Kosten der Erstellung von Hausanschlüssen und Hausanschlussleitungen, die gem. § 8 Abs. 1 NAV den Betriebsanlagen des Netzbetreibers zugerechnet werden.

10 Hauptkostenstelle „Messstellenbetrieb“

10.1 Nebenkostenstelle „Messstellenbetrieb Höchstspannungsnetz“;

10.2 Nebenkostenstelle „Messstellenbetrieb Umspannung 380/110 Kilovolt beziehungsweise 220/110 Kilovolt“;

10.3 Nebenkostenstelle „Messstellenbetrieb Hochspannungsnetz 110 Kilovolt“;

10.4 Nebenkostenstelle „Messstellenbetrieb Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung“;

10.5 Nebenkostenstelle „Messstellenbetrieb Mittelspannung“;

10.6 Nebenkostenstelle „Messstellenbetrieb Umspannung Mittel-/Niederspannung“;

10.7 Nebenkostenstelle „Messstellenbetrieb Niederspannung“.

10.8. Nebenkostenstelle „Kosten für Messstellen nach § 30 MsbG“ – hier sind alle Kosten, die dem Netzbetreiber aus § 30 MsbG als anteilige Preisobergrenze zugeordnet worden sind, zu sammeln.

Soweit eine Umspannung von 380 Kilovolt oder 220 Kilovolt auf eine andere nachgelagerte Netzebene als 110 Kilovolt erfolgt, wird dies für die Zwecke dieser Festlegung regulatorisch wie eine Umspannung auf 110 Kilovolt behandelt

Anlage 2 Kostenträger

- a) Die Kosten der Höchstspannungsebene umfassen die Kosten der Hauptkostenstellen "Systemdienstleistungen" und "Höchstspannungsnetz 380 und 220 Kilovolt".
- b) Kosten der Höchstspannungsebene, die durch Erzeugungsanlagen zu tragen sind, umfassen
 - die Grundkomponente nach Tenorziffer 9,
 - die Nebenkostenstelle Regelenergie zur Hälfte,
 - die Nebenkostenstelle Verlustenergie Onshore zur Hälfte sowie
 - die Nebenkostenstelle Verlustenergie Offshore zur Hälfte.
- c) Kosten, die in die Offshore-Netzumlage gemäß § 17f Abs. 1 Nr. 3 EnWG einbezogen werden, umfassen
 - die Nebenkostenstelle Höchstspannungsleitungsnetz Offshore
 - die Nebenkostenstelle Höchstspannungsanlagen Offshore sowie
 - die Nebenkostenstelle Verlustenergie Offshore.
- d) Die gemeinsamen Kosten der Höchstspannungsebene der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung ergeben sich aus der Addition ihrer jeweiligen Kosten nach Buchstabe a) abzüglich der Kosten nach den Buchstaben b) und c) nach Maßgabe des § 24 Absatz 3 des EnWG.
- e) Die Kosten der Umspannung Höchst- zu Hochspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Höchstspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle "Umspannung 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt".
- f) Die gemeinsamen Kosten der Umspannung Höchst- zu Hochspannungsebene der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung ergeben sich aus der Addition ihrer jeweiligen Kosten nach Nummer 1 nach Maßgabe der Tenorziffer 6.3 und 6.4.
- g) Die Kosten der Hochspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Umspannung Höchst- zu Hochspannung sowie die Kosten der Hauptkostenstelle "Hochspannungsnetz 110 Kilovolt".

- h) Die Kosten der Umspannung Hoch- zu Mittelspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Hochspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle "Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung".
- i) Die Kosten der Mittelspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Umspannung Hoch- zu Mittelspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle "Mittelspannungsnetz".
- j) Die Kosten der Umspannung Mittel- zu Niederspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Mittelspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle "Umspannung Mittel-/Niederspannung".
- k) Die Kosten der Niederspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Umspannung Mittel- zu Niederspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstellen "Niederspannungsnetz" und "Hausanschlussleitungen und Hausanschlüsse" abzüglich der Kosten der Nebenkostenstelle "Anlagen der Straßenbeleuchtung".

Soweit eine Umspannung von 380 Kilovolt oder 220 Kilovolt auf eine andere nachgelagerte Netzebene als 110 Kilovolt erfolgt, wird dies für die Zwecke dieser Festlegung regulatorisch wie eine Umspannung auf 110 Kilovolt behandelt.

Inhalt

1.	Anwendungsbereich	3
2.	Begriffsbestimmungen.....	3
3.	Grundsätze der Kostenverteilung	6
4.	Kostenstellen.....	6
5.	Kostenwälzung.....	7
6.	Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte	9
7.	Jährlichkeitsprinzip.....	10
8.	Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch	11
9.	Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen	13
10.	Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen	15
11.	Finanzierungsentgelte für Elektrolyse.....	15
12.	Entgelte mit Anreizfunktion.....	16
13.	Sonderformen der Netznutzung.....	17
14.	Verprobung	18
15.	Aufschlag für besondere Netznutzung	19
16.	Dokumentation	22
17.	Übergangsvorschriften	22
18.	Verfahrensvorschriften	25
19.	Kostenentscheidung	25
20.	Wirksamwerden der Festlegung.....	25
	Anlage 1 Haupt- und Nebenkostenstellen	26
	Anlage 2 Kostenträger	29
	Gründe	34
I.	Sachverhalt.....	34
1.	Verfahrenseinleitung	34
2.	Integration des Verfahrens zu den Entgelten für Industrie und Gewerbe	35
3.	Inhalte des Diskussionspapiers	35
4.	Stellungnahmen zum Diskussionspapier	37
5.	Auftaktworkshop zur Verfahrenseröffnung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom	39
6.	Inhalte der Orientierungspunktepapiere	41
6.1.	Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten	41
6.2.	Orientierungspunkte zu dynamischen Netzentgelten	42
6.3.	Orientierungspunkte zu den Speicherentgelten und Elektrolyseuren	43
6.4.	Orientierungspunkte zu den Einspeiseentgelten	44

6.5.	Orientierungspunkte zur Kostenwälzung	47
6.6.	Diskussionspapier und Orientierungspunkte zu den Industrienetzentgelten	48
7.	Konsultation der Orientierungspunktepapiere und Expertenworkshop.....	49
7.1.	Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten	49
7.2.	Orientierungspunkte zu dynamischen Netzentgelten	51
7.3.	Orientierungspunkte zu den Speicherentgelten und Elektrolyseuren	59
7.4.	Orientierungspunkte zu den Einspeiseentgelten	61
7.5.	Orientierungspunkte zur Kostenwälzung	67
7.6.	Diskussionspapier und Orientierungspunkte zu den Industrienetzentgelten	74
7.7.	Informationstermin Elektrolyseure.....	74
8.	Vorstellung des Zwischenstands AgNes	75
II.	Rechtliche Würdigung	77
1.	Formelle Rechtmäßigkeit	77
2.	Zuständigkeit.....	77
3.	Ermächtigungsgrundlage.....	77
4.	Europäischer Rechtsrahmen	78
4.1.	Kostenorientierung	79
4.2.	Finanzierungsbeteiligung	79
4.3.	Anreizfunktion	80
4.4.	Umsetzbarkeit.....	81
5.	Nationaler Rechtsrahmen.....	82
6.	Anwendungsbereich der Festlegung (Tenorziffer 1)	82
6.1.	Sachlicher und persönlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 1.1)	82
6.2.	Zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 1.2).....	84
7.	Grundsätze der Kostenverteilung (Tenorziffer 3).....	85
8.	Kostenstellen (Tenorziffer 4)	85
9.	Kostenwälzung (Tenorziffer 5).....	85
9.1.	Einführung	85
9.2.	Grundsätze der vertikalen Kostenwälzung (Tenorziffer 5.1 und 5.2).....	91
9.3.	Bestimmung des Wälzungsschlüssels (Tenorziffer 5.3 und 5.4)	95
9.4.	Methodik der Kostenwälzung für verschiedene Netzsituationen	99
9.5.	Quantitative Abschätzungen	104
9.6.	Abwicklung der vertikalen Kostenwälzung	106
9.7.	Anlagen.....	109
10.	Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte (Tenorziffer 6).....	110

11. Jährlichkeitsprinzip (Tenorziffer 7).....	112
12. Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch (Tenorziffer 8).....	113
12.1. Einheitlichkeit des Netzentgelts	113
12.2. Entnahmestellen mit einer jährlichen Entnahme bis zu 100.000 Kilowattstunden.....	113
12.3. Pflicht des Lieferanten zur Prosumerausweisung.....	121
12.4. Entnahmestellen mit einer jährlichen Entnahme über 100.000 Kilowattstunden bzw. einer Entnahmestelle oberhalb der Niederspannung.	121
13. Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen (Tenorziffer 9).....	128
13.1. Einführung	128
13.2. Rechtliche Grundlagen für den Anwendungsbereich	129
13.3. Zahlungspflichtige (Tenorziffer 9.1.).....	131
13.4. Einführung eines kapazitätsbasierenden Einspeiseentgeltes (Tenorziffer 9.1/9.2).....	133
13.5. Ermittlungszuständigkeit und Transparenzpflichten der Übertragungsnetzbetreiber (Tenorziffer 9.2.)	143
13.6. Berechnungsmethodik	144
13.7. Zahlungsfluss (Tenorziffer 9.4.).....	149
13.8. Mitteilungspflichten (Tenorziffer 9.5.).....	150
13.9. Einbeziehung der Verteilernetzebene.....	151
13.10. Verhältnismäßigkeit.....	151
14. Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen (Tenorziffer 10)	155
14.1. Netzgekoppelte Stromspeicheranlagen.....	155
14.2. Anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen.....	157
15. Finanzierungsentgelte für Elektrolyseure (Tenorziffer 11)	159
15.1. Regelungsbedürfnis	159
15.2. Sondernetzentgelt für grüne bzw. kohlenstoffarme Elektrolyse.....	160
15.3. Ausgestaltung des Sondernetzentgeltes.....	163
15.4. Alternative Regelungsvorschläge.....	164
15.5. Nachweispflicht des Anlagenbetreibers.....	166
15.6. Entgelt für sonstige Elektrolyse	166
16. Entgelte mit Anreizfunktion (Tenorziffer 12).....	168
16.1. Einführung dynamischer Netzentgelte.....	168
16.2. Schrittweise Einführung.....	169
17. Sonderformen der Netznutzung (Tenorziffer 13)	172
18. Verprobung (Tenorziffer 14)	173
18.1. Verprobungsregeln (Tenorziffer 14.1)	173

18.2. Dokumentation (Tenorziffer 14.2).....	174
18.3. Anpassungen der Ausgangsbasis (Tenorziffer 14.3)	175
18.4. Kaskade der Entgeltbildung (Tenorziffer 14.4).....	175
19. Aufschlag für besondere Netznutzung (Tenorziffer 15).....	178
20. Dokumentation (Tenorziffer 16).....	182
22. Übergangsvorschriften (Tenorziffer 17).....	184
22.1. Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV (Tenorziffer 17.1. bis 17.3.)	184
22.2. Endgültige Investitionsentscheidung	186
22.3. Übergangsvorschriften für Erzeugungsanlagen	188
22.4. Übergangsvorschriften für Speicheranlagen.....	193
22.5. Übergangsvorschriften für Elektrolyseure.....	194
22.6. Übergangsvorschriften zur Identifikation von Entnahmestellen von Prosumern.....	195
23. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 18).....	195
24. Wirksamwerden der Festlegung (Tenorziffer 20)	196
III. Kosten (§ 91 EnWG).....	196
IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)	197
Rechtsbehelfsbelehrung	198

Gründe

I. Sachverhalt

1. Verfahrenseinleitung

- 2 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am 12.05.2025 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes) unter dem Aktenzeichen GBK-25-01-1#3 eingeleitet.
- 3 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 12.05.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Zugleich wurden die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

- 4 Anlass für das Verfahren ist in formaler Hinsicht das Auslaufen der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) zum 31.12.2028.⁵ In der Sache ist es zentrales Ziel, das bestehende System der Netzentgelte Strom in Deutschland zukunftsfähig an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen. Angesichts des ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien, der zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung und des steigenden Bedarfs an Flexibilität im Netz ist die Netzentgeltsystematik der StromNEV in vielen Aspekten nicht mehr zeitgemäß.

2. Integration des Verfahrens zu den Entgelten für Industrie und Gewerbe

- 5 Am 08.07.2025 hat die Große Beschlusskammer das bis dato aufgrund einer Übertragung im Sinne von § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG durch die Beschlusskammer 4 geführte Verfahren zur Fortentwicklung der Entgelte für Industrie und Gewerbe (BK4-24-027) wegen der inhaltlichen Verzahnung und der zeitlichen Überlappung in das AgNes-Verfahren integriert.
- 6 Damit ist Verfahren BK4-24-027 inhaltlich in dem vorliegenden Verfahren aufgegangen. Gleichzeitig wurde das Verfahren unter dem Geschäftszeichen BK4-24-027 eingestellt.

3. Inhalte des Diskussionspapiers

- 7 Die Beschlusskammer hat am 12.05.2025 zeitgleich mit der Verfahrenseröffnung ein Diskussionspapier veröffentlicht⁶.
- 8 Im Diskussionspapier hat die Beschlusskammer die wesentlichen Herausforderungen des gegenwärtigen sowie zukünftigen Energiesystems herausgearbeitet und den Regelungsbedarf in Bezug auf die Netzentgeltsystematik für Stromnetze dargestellt.
- 9 Das bisherige Netzentgeltsystem bildet die veränderte Struktur des Stromsystems nicht mehr ausreichend ab. Wesentliche Herausforderungen stellen dabei der dezentrale Zubau von volatilen, erneuerbaren Energien, insbesondere von Windstrom, der vor allem im Norden und Osten Deutschlands erfolgt, sowie von Solarstrom und der daraus resultierend wachsende Einsatz von Speichern dar. All dies verursacht einen hohen Bedarf an

⁵ Vgl. Art. 15 Abs. 3 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405).

⁶ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_und_Diskussionspapiere/Diskussionspapier_AgNes.html?nn=1059162

Netzanschlusskapazitäten und Netzausbau. Daneben nimmt die Eigenerzeugung von Industrie und Haushalten stetig zu, was die Netznutzung verändert und die Netzkosten steigert. Gleichzeitig wird die Gruppe der Netznutzer, die sich an der Netzkostentragung beteiligen, immer kleiner.

- 10 Die Netzentgeltsystematik muss sich an diese Veränderungen anpassen. Dabei hat die Beschlusskammer unter Heranziehung der europäischen sowie nationalen Vorgaben zu der Netzentgeltsystematik verschiedene Ziele definiert, welche sich unter den vier Kernzielen Kostenorientierung, Anreizfunktion, Finanzierungsbeteiligung und Umsetzbarkeit zusammenfassen lassen. Diese Ziele müssen miteinander abgewogen werden, wobei das primäre Ziel der Netzentgelte immer die Refinanzierung der Netzkosten ist. Diese im Diskussionspapier dargestellten Ziele der Kostenorientierung, Finanzierungsbeteiligung, sind im weiteren Verlauf des Verfahrens in der Unterscheidung zwischen Finanzierungsentgelten und Anreizentgelten aufgegangen. Der Aspekt der Umsetzbarkeit hat dabei im Rahmen der Verhältnismäßigkeit Berücksichtigung gefunden.

- 11 Die Beschlusskammer hat dabei folgende Anpassungsoptionen zur Diskussion gestellt.

Zunächst wurde die Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltkomponenten ins Auge gefasst, um eine bessere Finanzierungsbeteiligung zu ermöglichen und potenzielle Flexibilitätshemmnisse zu beseitigen. Untersucht wurden dabei Grundpreise, Leistungspreise, Kapazitätspreise und Arbeitspreise.

Daneben wurde die Einbeziehung der Einspeiser an den Netzkosten diskutiert. Diese bietet die Möglichkeit, angesichts steigender Netzkosten durch den Zubau von erneuerbaren Energien Einspeiser an den Kosten des Netzes zu beteiligen.

Die Dynamisierung der Netzentgelte könnte die Flexibilität der Netznutzer erhöhen. Es wurden verschiedenen Modelle wie statisch variable oder dynamische Netzentgelte, Lastspitzenprivilegierungen oder Peak-Load-Pricing diskutiert. Die Beschlusskammer hat im Rahmen dessen auch die erheblichen Anforderungen an die Einführung eines solchen Instruments dargestellt.

Auch diskutiert wurden die Vorteile sowie Nachteile der Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte.

Die sich verändernden Bedingungen des Energiesystems, die sich aufgrund der Energiewende ergeben, haben zur Folge, dass aufgrund der zunehmenden dezentralen Erzeugung auch die

Notwendigkeit einer Anpassung des Kostenwälzungsmechanismus besteht. Diskutiert wurden in diesem Zusammenhang die Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung. Darüber hinaus wurde auch die Abschaffung der Umspannebenen zur Diskussion gestellt.

Schließlich hat die Beschlusskammer die auslaufende Vollbefreiung für Speicheranlagen und Elektrolyseure aufgegriffen und mögliche Anschlussregelungen diskutiert.

4. Stellungnahmen zum Diskussionspapier

- 12 Es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zum Diskussionspapier bis zum 30.06.2025 gegeben. Es sind zahlreiche umfassende und themenorientierte Stellungnahmen zum Diskussionspapier eingegangen. Verbände, Netzbetreiber sowie Landesregulierungsbehörden haben Stellung genommen.
- 13 Im Rahmen des Zielbilds forderten viele Stellungnehmende eine stärkere Gewichtung der Ziele Kosteneffizienz, Kostenorientierung und Setzung von Anreizen zur system- und netzdienlichen Flexibilisierung. Die Industrie mahnte dagegen, die Umsetzbarkeit zu beachten und forderte die Beibehaltung der bestehenden Sondernetzentgelte.
- 14 Eine große Mehrheit der Stellungnehmenden sprach sich gegen die Einführung von Einspeisenetzentgelten in Form von jährlich wiederkehrenden Anreiz- und Finanzierungsentgelten aus. Als Hauptgründe wurden die Verzerrung der Merit-Order, das Durchreichen auf die Endverbraucher, die Auswirkungen auf die Fördermechanismen für Erzeugungsanlagen sowie die Erhöhung der Komplexität genannt. Eine Minderheit sprach sich für eine moderate Beteiligung der Einspeiser aus. Innerhalb der Gruppe der Befürworter überwogen aber diejenigen, die eine ggf. aufkommensneutrale Setzung von netzdienlichen Anreizen fordern.
- 15 Beim einmalig zu zahlenden BKZ für Einspeiser gestaltete sich das Bild heterogener. Die einen sahen darin eine Möglichkeit zur einmaligen Setzung von Standortanreizen, die anderen lehnten das mit Verweis auf schon bestehende Standortanreize (z.B. Referenzertragsmodell und Flächenausweisung) ab.
- 16 Der größere Teil der Stellungnehmenden sprach sich gegen die Einführung eines Grundpreises in den höheren Spannungsebenen aus. Als Hauptargumente wurden falsche Flexibilitätsanreize und große Verteilungseffekte angeführt. Nur eine Minderheit sah darin eine Möglichkeit, strukturbedingte Kosten gut zu reflektieren ohne dabei Fehlanreize zu schaffen.

- 17 Bei der Frage, ob (höhere) Grundpreise eine angemessene Kostenbeteiligung von Prosumern sicherstellen könne, ergaben sich zwei Lager. Das eine Lager bestätigte dies, das andere zweifelte an, dass Eigenverbraucher nur deshalb belastet werden sollen, weil sie zu einer benennbaren Kundengruppe gehören. Als sachgerechtere Alternative wurde stattdessen von einigen ein Kapazitätspreis auch in der Niederspannung ins Spiel gebracht. Teilweise wurde aber auch bezweifelt, dass bisher keine angemessene Beteiligung stattfinde.
- 18 Der etwas größere Teil der Stellungnehmenden sprach sich für einen Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis aus. Begründet wurde dies hauptsächlich mit besseren Flexibilitätsanreizen und einer kostenreflexiveren Bepreisung der zur Verfügung gestellten Kapazität. Vielfach wurde von den Befürwortern eine zusätzliche Flexibilisierung des Kapazitätspreises vorgeschlagen, die Überschreitungen in gewissen engpassfreien Zeiten ermöglichen solle. Der etwas kleinere Teil der Stellungnehmenden lehnte die Einführung von Kapazitätspreisen ab. Die eine Seite begründete dies mit ähnlich hemmenden Auswirkungen auf die Flexibilitätsbereitstellung wie bei Leistungspreisen. Die andere Seite sah dadurch Nachteile ggü. dem Leistungspreis, da bei (konjunkturellen) Produktionsrückgängen dennoch der gleiche Preis zu bezahlen sei.
- 19 Eine Dynamisierung der Netzentgelte wurde von einer großen Mehrheit der Stellungnehmenden begrüßt, um eine effiziente Netznutzung zu fördern. Viele forderten eine zeitlich (viertelstündlich) und räumlich (an Netzengpässen) hochaufgelöste Dynamisierung. Andere betonten dabei aber die hohen technischen Anforderungen und forderten ein schrittweises Vorgehen. Insbesondere die Industrie wies darauf hin, dass sie wenig flexibel sei und dadurch nicht benachteiligt werden dürfe.
- 20 Die überwiegende Mehrheit der Stellungnehmenden sah eine besondere Behandlung von Speichern als gerechtfertigt und notwendig an. Speicher wurden als systemdienliche Flexibilitätsoption gesehen. Netzentgelte sollen eine entsprechende Fahrweise gezielt anreizen. Insbesondere statische Arbeitspreise werden dabei als besonders schädlich für Geschäftsmodelle der Speicherbetreiber gesehen. Der Vorschlag der Beschlusskammer, die netzdienliche Einbindung über einen flexiblen Netzanschlussvertrag sicherzustellen, wurde teilweise begrüßt, teilweise aber auch abgelehnt, da Fehlanreize drohen.
- 21 Bei der Frage nach einer bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte überwogen die ablehnenden Stimmen mit folgenden Gründen: Bürokratischer Aufwand,

Ausblendung der realen Unterschiede, verschwindende Kostenverantwortung der Verteilernetzbetreiber. Die Befürworter sahen darin jedoch Vorteile für bundesweit agierende Unternehmen, eine Verringerung von Tarifanomalien sowie einen Beitrag zur Gleichwertigkeit der Lebensverhältnisse. Bei der Frage nach der Kombinierbarkeit mit dynamischen Netzentgelten war die Resonanz zweigeteilt. Ein Teil der Stellungnehmenden sah darin eine einheitliche Kosten-Baseline durch einheitliche Netzentgelte, während ein ebenso großer Teil den hohen Umsetzungsaufwand kritisierte.

- 22 Für die Auflösung der Umspanneben (Kostenstellen) gab es einige wenige Befürworter. Begründet wurde dies mit einer damit einhergehenden Reduzierung der Komplexität sowie der Preisanomalien. Dem standen insbesondere eigentumsrechtliche und betriebliche Fragestellungen entgegen.
- 23 Die nur wenigen Rückmeldungen zur Kostenwälzung waren heterogen. Ein Stellungnehmender forderte die grundsätzliche Beibehaltung des bisherigen Wälzungsmechanismus, ein weiterer betonte die Beeinflussbarkeit der gewälzten Kosten und forderte einen geeigneten Wälzungsmechanismus, der über Spannungsebenen hinweg konsistente netzdienliche Signale erlaube. Zur Frage einer möglichen bidirektionalen Kostenwälzung gab es nahezu nur Gegenstimmen.

5. Auftaktworkshop zur Verfahrenseröffnung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom

- 24 Die Beschlusskammer veranstaltete am 2. sowie 3. Juni 2025 einen Branchenworkshop in Bonn mit Branchenmitgliedern, Wissenschaftlern und weiteren Interessierten. Ziel des Workshops war es, die aufgeworfenen Fragen in dem veröffentlichten Diskussionspapier mit der Branche zu vertiefen und ein gemeinsames Verständnis zu den Herausforderungen und Regelungsschwerpunkten zu entwickeln.
- 25 Neben Vorträgen der Amprion GmbH, des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft e.V., des Bundesverbands Deutscher Industrie e.V., des Verbands der Industriellen Energie & Kraftwirtschaft e.V., des Bundesverbands der Erneuerbaren Energien e.V., des Verbands kommunaler Unternehmen e.V., der Verbraucherzentrale Bundesverband, der 1Komma5Grad GmbH, der Octopus Energy GmbH, von Prof. Dr. Anke Weidlich (Universität Freiburg) und des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln, der Europäischen Kommission, der niederländischen Regulierungsbehörde (Authority for

Consumers and Markets – ACM) und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) hat die Beschlusskammer sogenannte Breakout-Sessions zu den Themen Kostenstellen/Kostenwälzung, Einspeiseentgelte, Entgeltkomponenten, Speichernetzentgelte, bundeseinheitliche Netzentgelte und Dynamische Netzentgelte veranstaltet.

- 26 Der Austausch mit den Teilnehmenden ergab folgende Aspekte, die im weiteren Verfahren Berücksichtigung fanden:
- 27 Zum Thema Kostenwälzung ergab sich der verbreitete Wunsch, die bereits bestehende EE-Kostenwälzung auch weiterhin beizubehalten. Die Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung wurde kritisch gesehen, da damit Probleme wie Tarifanomalien nicht beseitigt würden, jedoch ein hoher Grad an Komplexität erreicht werde. Die Abschaffung der Umspannebenen wurde grundsätzlich begrüßt, man sehe aber die Gefahr schwieriger Eigentumsverhältnisse.
- 28 Die Einführung von Einspeiseentgelten wurde mehrheitlich kritisch gesehen. Soweit Einspeiser an der Netzkostenfinanzierung beteiligt werden, solle dies allenfalls über Baukostenzuschüsse geschehen. Diese seien vorhersehbar und deshalb besser zu kalkulieren.
- 29 Zu den Netzentgeltkomponenten wurde geäußert, dass primär die Erreichung der Erlösobergrenzen im Fokus stehen sollte. Es ergab sich eine hohe Einigkeit in Bezug auf die Einführung einer Kapazitätskomponente. Damit gingen jedoch auch diverse Ausführungsfragen einher.
- 30 Es wurde mehrheitlich vorgeschlagen, dynamische Entgelte einzuführen, um mehr Flexibilität im Netz zu aktivieren. Die Ziele eines dynamischen Entgelts wurden in der Verringerung von Engpassmanagementkosten und Netzausbau insgesamt sowie in der Ermöglichung eines vollen Flexibilitätseinsatzes gesehen.
- 31 In Bezug auf die Entgelte für Speicheranlagen ergab sich ein zwiegespaltenes Bild. Während teils eine Abschaffung der Privilegien für Speicher gefordert wurde, forderten andere ein Verbleiben bei der Vollbefreiung von den Netzentgelten, um Speicher nicht in ihrer Wirtschaftlichkeit zu gefährden und in ihrer Flexibilität zu stärken.
- 32 Im Rahmen der Breakout-Session zu den bundeseinheitlichen Netzentgelten wurde angemahnt, dass die Einführung von einheitlichen Netzentgelten zwar mit Vorteilen

verbunden, der Umsetzungsaufwand bei 866 Netzbetreibern in Deutschland jedoch immer sei. Gerade die Etablierung eines Ausgleichmechanismus würde Herausforderungen bergen.

- 33 Im Hinblick auf den Kostenwälzungsmechanismus bestand in der Break-out Session Konsens für die Vermeidung zu hoher Komplexität, die etwa durch eine bidirektionale Wälzung geschaffen würde.

6. Inhalte der Orientierungspunktepapiere

6.1. Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten

- 34 Die Beschlusskammer hat am 20.11.2025 Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten in allen Spannungsebenen⁷ veröffentlicht. Darin hielt die Beschlusskammer den damaligen Stand der Überlegungen zum Grundmodell für Verbraucher fest.
- 35 Zentraler Aspekt des Papiers war die Unterscheidung zwischen der Finanzierungs- und der Anreizkomponente. Die Beschlusskammer legte ihr Verständnis dar, dass Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion dazu dienen, die Netzkosten zuverlässig zu refinanzieren und nach Möglichkeit keine Fehlanreize zu erzeugen. Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollen demgegenüber gezielt ein bestimmtes Verhalten anreizen und damit eine Lenkungswirkung entfalten.
- 36 Die Beschlusskammer plant, weiterhin an der bestehenden Größenunterscheidung von Kunden festzuhalten.
- 37 Für Kunden oberhalb der Niederspannung und Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh soll eine Kombination aus einer mengenbezogenen und einer kapazitätsbezogenen Komponente gewählt werden. Ein zusätzlicher Grundpreis wurde wegen Verteilungseffekten und erhöhter Komplexität wieder verworfen. Der bisherige Leistungspreis soll aufgrund der nicht mehr geeigneten zugrundeliegenden Gleichzeitigkeitsfunktion und der flexibilitätshemmenden Wirkung durch einen Kapazitätspreis ersetzt werden. Die Beschlusskammer schlägt ein Modell vor, in dem Netznutzer jährlich ihre Kapazität frei wählen können. Zudem soll für bezogene Mengen innerhalb der Kapazität ein niedriger Arbeitspreis und für bezogene Mengen oberhalb der

⁷ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/12_2025/02_12_2025/251202_Orientierungspunkte_NEkomponenten.html?nn=1059162

Kapazität ein höherer Arbeitspreis gelten. Der höhere Arbeitspreis soll die Überschreitung nicht sanktionieren, sondern eine realistische Kapazitätswahl anreizen.

- 38 Für Kunden in der Niederspannung mit einem Verbrauch bis 100.000 kWh soll das heutige Entgeltsystem weitestgehend beibehalten werden. Lediglich für die Gruppe der Prosumer soll eine kostenreflexivere Finanzierungsbeteiligung erreicht werden. Diskutiert wurden dabei ein höherer Grundpreis für Prosumer oder ein saisonaler Arbeitspreis sowie eine Kapazitätsbepreisung für die gesamte Kundengruppe.

6.2. Orientierungspunkte zu dynamischen Netzentgelten

- 39 Am 17.12.2025 hat die Beschlusskammer Orientierungspunkte zu dynamischen Netzentgelten⁸ veröffentlicht.
- 40 Die Orientierungspunkte gaben den damaligen Sachstand der Überlegungen zur Setzung von Anreizen durch Dynamisierung von Arbeitspreisen wieder. Die Beschlusskammer hat als primäre Zielsetzung die Entlastung von Netzengpässen durch die angereizten Verhaltensänderungen und damit die Reduzierung der Kosten des Engpassmanagements (Redispatch) vorgeschlagen. Als vorzugswürdig hat die Beschlusskammer eine zusätzliche dynamische Arbeitspreiskomponente festgehalten, und zwar symmetrisch ausgestaltet und als verpflichtendes Element für diejenigen Ebenen oder Netznutzer, in denen bzw. für die sie eingeführt wird. Die Beschlusskammer hat eine Einführung zu Beginn nur für Engpässe auf den Netzebenen 1-3 (Höchstspannung bis Hochspannung) oder evtl. auch für Netzebene 4 (Umspannung Hoch-/Mittelspannung) unterbreitet. Mit Blick auf die Einbeziehung hat die Beschlusskammer vorgeschlagen, die Netznutzer aller Anschlussnetzebenen bis herab zur Niederspannungsebene grundsätzlich von Beginn an einzubeziehen und langfristig auch alle Netznutzergruppen (Verbraucher, Einspeiser und Speicher), wobei in einem ersten Schritt die Einführung für Speicher mit eigenem Netzanschluss gesehen wurde.

⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/14_01/AgNes_Orientierungspunkte_Dynamisierung.html?nn=1059162

6.3. Orientierungspunkte zu den Speicherentgelten und Elektrolyseuren

6.3.1 Speicherentgelte

- 41 Die Beschlusskammer hat am 16.01.2026 das Orientierungspunktepapier „Speichernetzentgelte“⁹ veröffentlicht. Darin hat die Beschlusskammer ihre Absicht konstatiert, Speicher nicht sowohl für Verbrauch als auch für Einspeisung mit Finanzierungsnetzentgelten zu belegen, wohl aber in einer dieser Rollen. Die Beschlusskammer hat – als Arbeitsstand ausgehend von einer Behandlung als Letztverbraucher – ein „modifiziertes Grundmodell“ für netzgekoppelte Speicher vorgestellt. Dieses Modell sah, wie für Letztverbraucher, einen Kapazitätspreis auf eine Bestellkapazität vor. Auch der zweistufige Arbeitspreis war vorgesehen. Um Einsatzentscheidungen nicht zu hemmen, war jedoch die Modifikation beabsichtigt, den Arbeitspreis ausschließlich auf die Verlustenergie anzuwenden.
- 42 Hinsichtlich der anlagengekoppelten Speicher (dort bezeichnet als „multi-use Speicher“) hat die Beschlusskammer insbesondere Argumente abgewogen, diese im Hinblick auf die Finanzierungsnetzentgelte separat zu behandeln, oder den jeweiligen Netzanschlusspunkt als maßgeblich zu betrachten und die dahinterliegenden Aktivitäten verschiedener Anlagen nicht zu berücksichtigen.
- 43 Darüber hinaus schlug das Papier vor, auf Speicher ein dynamisches, vorzeichengerechtes Netzentgelt mit Anreizfunktion sowohl auf den Bezug als auch auf die Einspeisung wirken zu lassen.
- 44 Hinsichtlich der Vollbefreiungen von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG stellte die Beschlusskammer in den Orientierungspunkten ihre Bedenken dar, diese auch über den Geltungsbeginn der AgNes-Regelungen hinaus fortlaufen zu lassen. Es wurde eine Abwägung im Hinblick auf den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz angekündigt.
- 45 Am 30.01.2026 fand ein Expertenaustausch zu diesem Papier in der Bundesnetzagentur statt.

⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30_01/Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.html?nn=1059162

6.3.2 Netzentgelte für Elektrolyseure

- 46 Am 16.01.2026 hat die Beschlusskammer in dem veröffentlichten Orientierungspunktepapier „Speichernetzentgelte“¹⁰ auch die Netzentgelte für Elektrolyseure behandelt.
- 47 Das Papier gab dabei den damaligen Sachstand hinsichtlich der Überlegungen zu den Entgelten für Elektrolyseure wieder. Die Beschlusskammer stellte darin klar, dass Elektrolyseure grundsätzlich als Verbraucher im Stromnetz zu verstehen sind und aufgrund dessen keine Gleichbehandlung mit Speicheranlagen erfolgen kann. In Bezug auf die in § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG normierte Vollbefreiung von den Netzentgelten für Elektrolyseure hat die Beschlusskammer festgehalten, dass diese nicht ohne Weiteres fortgeführt werden kann. Wie eine Integration von Elektrolyseuren in das Netzentgeltsystem bestmöglich erfolgen kann, sollte dabei im weiteren Verfahren geklärt werden.

6.4. Orientierungspunkte zu den Einspeiseentgelten

- 48 Die Große Beschlusskammer hat am 17.02.2026 Orientierungspunkte¹¹ im Hinblick auf den Expertenworkshop zum Thema der Beteiligung von Einspeisern am 20.02.2026 veröffentlicht. Stellungnahmen zu den Orientierungspunkten konnten bis zum 27.03.2026 bei der Bundesnetzagentur eingereicht werden (siehe auch Abschnitt I.7.4).
- 49 Das Orientierungspapier sieht die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten vor. Hierfür kommen grundsätzlich Netzentgelte mit Finanzierungs- (dienen der Refinanzierung der Netzkosten) und Anreizfunktion (sollen die Einsatzkosten in die Entscheidung der Netznutzer internalisieren) in Betracht. Zunächst wird dargelegt, dass die Bundesnetzagentur die Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten für Einspeiser ab dem Jahr 2029 befürwortet, wobei die Anfangshöhe niedrig angesetzt werden und sich an den europäischen Vorgaben von maximal 0,5 €/MWh orientieren soll. Parallel dazu wird die Einführung von Kapazitätspreisen zur Sicherung der Finanzierung der Netzkosten ab 2029 angestrebt. Arbeitspreise für Einspeiser als Finanzierungskomponente sind dagegen nicht vorgesehen.

¹⁰ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30_01/Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.html?nn=1059162

¹¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/02_2026/20_02/AgNes_Orientierungspunkte_Einspeiser.html?nn=1059162

- 50 Das Orientierungspapier empfiehlt, die Finanzierung der Netzkosten künftig auch auf Einspeiser auszudehnen, weil sowohl Einspeise- als auch Entnahmevorgänge die Netzinfrastuktur beanspruchen und auch die Einspeiseanlagen den Netzausbau vorantreiben. Angesichts steigender Netzkosten soll durch die Einführung von Kapazitätspreisen – voraussichtlich in einer Größenordnung von 4 bis 7 €/kW – eine breit gestützte Kostenträgerbasis geschaffen werden. Mengen- oder leistungsbezogene Entgelte werden nicht angestrebt. Eine kostenreflexive Beteiligung der Einspeiser wirkt den derzeit im Stromsystem immanenten Anreizen zur Herausoptimierung der bisherigen zahlungspflichtigen Nutzer entgegen und kann zu einer Verbreiterung der Kostenbasis beitragen. Leistungs- oder kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte haben gegenüber mengenbezogenen Einspeiseentgelten den Vorteil, dass sie die Grenzkosten der Erzeugung unberührt lassen und somit weitgehend neutral auf das Marktgeschehen wirken. Ganz auf Instrumente mit Finanzierungscharakter für einzelne Netznutzer zu verzichten wäre systematisch inkonsequent und nicht zu begründen.
- 51 Das Orientierungspapier befürwortet auch die Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion für Einspeiser, um kurzfristige Einsatz- und langfristige Investitionsentscheidungen zu internalisieren. Diese Entgeltkomponenten sollen zeitlich dynamisch, ortsabhängig und verpflichtend ausgestaltet werden, wobei die Engpassmanagementkosten als Bemessungsgröße dienen und hälftig zwischen Verbrauchern und Erzeugern aufgeteilt werden können. Die Anreizkomponente gilt für alle Netzebenen, sodass dynamische Netzentgelte einer vorgelagerten Netzebene auch in nachgelagerten Ebenen zeitlich differenziert belastet werden. In Verteilernetzen kann eine eigene Anreizkomponente dort eingeführt werden, wo hohe Engpassmanagementkosten entstehen oder zu erwarten sind.
- 52 Ergänzend wird ein einmaliger an die gewählte Anschlussleistung gekoppelter Baukostenzuschuss (BKZ) eingeführt, der ein komplementäres Lenkungs- und Finanzierungsinstrument für Einspeiser darstellt. Sollte die Kombination aus dynamischen Arbeitspreisen und Baukostenzuschuss bereits ausreichende Finanzierungsbeiträge leisten, ist eine Prüfung vorgesehen, ob und wann auf die Erhebung von Kapazitätspreisen verzichtet werden kann. Ziel des AgNes-Prozesses ist ein Netzentgeltsystem mit kostenreflexiven Finanzierungs- und Anreizinstrumenten, das sowohl für Verbraucher als auch für Einspeiser ein vorzeichengerechtes Entgelt vorsieht.

- 53 Die Konsultationsbeiträge zum vorherig veröffentlichten Diskussionspapier AgNes sehen Entgelte für Einspeiser generell kritisch. Es werden Marktverzerrungen, Effizienzverluste, internationale Wettbewerbsnachteile, zusätzliche Belastungen, steigende Förderbedarfe, erhöhte Komplexität und Bürokratie, negative Auswirkungen auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie eine Gefährdung des Vertrauensschutzes und der Wirtschaftlichkeit befürchtet.
- 54 Die Orientierungspunkte bewerten auch die Frage des rechtlichen Rahmens. Nach Unionsrecht (VO (EU) 838/2010) und nach deutschem Recht (§ 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 EnWG) ist die Zulässigkeit von Einspeiseentgelten grundsätzlich gegeben. Einspeiseentgelte werden in vielen europäischen Ländern (Norwegen, Österreich, Belgien, Dänemark, Niederlande (angestrebt)) sowohl auf Übertragungsnetzbetreiber- als auch auf Verteilernetzbetreiber-Ebene in unterschiedlichen Ausprägungen angewendet oder angestrebt. Dabei kommen arbeitspreis- und leistungspreisbasierte sowohl pauschale Entgelte zur Anwendung, die zudem orts- bzw. zeitdifferenziert sein können.
- 55 Die Orientierungspunkte legen anschließend dar, dass grundsätzlich ein Vertrauen auf den Fortbestand einer günstigen Rechtslage (§ 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV) allein keinen schutzwürdigen Tatbestand schafft, insbesondere da seit September 2021 deutlich war, dass die Bundesnetzagentur über diese Frage entscheiden würde. Eine Einführung von Netzentgelten für Einspeiser zum 1.1.2029 würde eine hinreichende Übergangsfrist gewährleisten und den Rechtszustand bekräftigen, der durch die Aufhebung der StromNEV ohnehin eingetreten wäre. Allerdings könnte für Marktteilnehmer, die ihre Investitionen im Rahmen staatlich organisierter Auktionsverfahren unter Annahme konstanter rechtlicher Rahmenbedingungen getätigt haben, ein besonderer Vertrauensschutz gelten, insbesondere wenn die EEG-Förderung auf Basis des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV kalkuliert wurde und das Vertrauen in die bisherige Netzentgeltbefreiung nicht erschüttert wurde. Dieser Ansatz ist auch auf Anlagen übertragbar, die nach dem KWKG oder anderen Rechtsvorschriften mit Realisierungspflicht zugebaut wurden. Der Vertrauensschutz ist jedoch kein absolutes Verbot einer Rechtsänderung, sondern prägt die Ermessens- und Verhältnismäßigkeitsabwägungen. Bei Entgelten mit Anreizfunktion, die nur in Netzengpasszeiten anfallen und vermeidbar sind, können diese Abwägungen zu anderen Ergebnissen führen. Sollte sich zeigen, dass einzelne Einspeiser dauerhaft und in

erheblichem Umfang einem Anreiz zur Nichteinspeisung ausgesetzt wären, könnte dies durch eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Anreizkomponente Rechnung getragen werden.

- 56 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) hat ebenfalls eine Stellungnahme veröffentlicht, die sich auch mit Einspeiseentgelten beschäftigt.¹² Grundsätzlich sollten (energie)politisch gewünschte Verhaltensweisen außerhalb der Netzentgeltsystematik geregelt werden. Die Überlegungen einer stärkeren Einbeziehung der Einspeiser an den Netzkosten erfolgen vor dem Hintergrund, dass das Stromerzeugungssystem zunehmend dezentraler wird. Unabhängig von der Frage, wer die Einspeiseentgelte buchhalterisch trägt, sei die Frage, wer die Einspeiseentgelte letztendlich ökonomisch trage. Kapazitätspreise beeinflussen nicht das Gebotsverhalten, was Marktverzerrungen vorbeugt. Sollten die Entgelte in den Ausschreibungen mit eingepreist werden, erfolge jedoch keine Entlastung der Netznutzer. Bei der Einführung von Einspeiseentgelten seien auch Wechselwirkungen mit dem EE-Mehrkostenausgleich zu beachten. Regional differenzierte Einspeiseentgelte könnten eine regionale Lenkungswirkung entfalten, die allerdings treffsicherer durch regional differenzierte BKZ gestaltet werden könne. Am zielführendsten sei eine standortbezogene Grenzkostenbildung, deren Umsetzung sei aber praktisch nicht realistisch.

6.5. Orientierungspunkte zur Kostenwälzung

- 57 Am 05.03.2026 hat die Beschlusskammer Orientierungspunkte zur Kostenwälzung veröffentlicht¹³. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme zu den Orientierungspunkten bis zum 17.04.2026 gesetzt.
- 58 Die Orientierungspunkte gaben den damaligen Sachstand der Überlegungen zur Kostenwälzung sowie für eine etwaige Abschaffung von abrechnungsrelevanten Umspannebenen wieder. Die Beschlusskammer hat hier eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur in Form einer Wälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch vorgeschlagen. Zur Abschaffung von abrechnungsrelevanten Umspannebenen hat die Beschlusskammer festgehalten, dass

¹²https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WARStellungnahmeJuli2026.pdf?__blob=publicationFile&v=3

¹³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_und_Diskussionspapiere/Orientierungspunkte_Kostenwa.html?n=1059162

die zu klärenden komplexen Fragestellungen dazu führen, dass die Zusammenführung von Netzebenen zwar schon jetzt geprüft und diskutiert werden sollte, eine Änderung aber wahrscheinlich nicht im ersten Schritt der AgNes-Festlegung zum 01.01.2029 realisiert werden könne.

6.6. Diskussionspapier und Orientierungspunkte zu den Industrienetzentgelten

59 Die Beschlusskammer hat am 24.09.2025 ein Diskussionspapier zu den Entgelten für Industrie und Gewerbe veröffentlicht¹⁴. Wesentlicher Inhalt waren drei Grundmodelle für einen Flexibilitätsanreiz durch ein Sondernetzentgelt für Industrieverbraucher („Spotmarktorientierte Flexibilität“, „Netzdienliche Flexibilisierung“ und „Netzdienliche Anforderung des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber“). Allen Modellen ist gemein, dass sie Lastganganpassungen im einstelligen Prozentbereich als Gegenleistung für ein Sondernetzentgelt vorsehen. Während der Ansatz „Spotmarktorientierte Flexibilität“ eine Reaktion auf Strompreissenken und -spitzen vorsah, beinhalteten die anderen beiden Modelle netzdienliche Reaktionen. Das Modell „Netzdienliche Flexibilisierung“ hat Lastganganpassungen aufgrund von Engpasssituationen zum Gegenstand. Das Modell „Netzdienliche Anforderung des Flexibilitätsanreizes durch Netzbetreiber“ macht das Verbleiben bei einer Referenzlast auf Anweisung des Netzbetreibers zur Voraussetzung für den Entgeltrabatt. Darüber hinaus betonte die Beschlusskammer in dem Papier die Fehlanreize der bestehenden Regelungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Bei einem Workshop am 30.09.2025 wurden die Ansätze vorgestellt und der Branche Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Aus der Industrie wurde mehrheitlich auf die Grenzen der Flexibilität von Produktionsprozessen hingewiesen und die Wichtigkeit der bisherigen Sondernetzentgelte betont. Zwei Vortragende der Europäischen Kommission (DG Comp und DG Ener) wiesen hingegen auf die fehlende energiewirtschaftliche Begründbarkeit der sog. Bandlastregelung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV hin, aufgrund derer dieses Sondernetzentgelt mit dem europäischen Recht schwerlich vereinbar sei.

60 Am 22.04.2026 hat die Beschlusskammer ein Orientierungspunktepapier zu den Industrienetzentgelten veröffentlicht¹⁵ und dieses in einem Expertenaustausch am

¹⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_und_Diskussionspapiere/Diskussionspapier_Ind_NetzE.html?nn=1059162

¹⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_und_Diskussionspapiere/Orientierungspunkte_Industr_NetzE.html?nn=1059162

30.04.2026 zur Diskussion gestellt. Das Papier ist zweigeteilt. Im ersten Teil beschreibt es die Wirkungen der beabsichtigten AgNes-Systematik. Insbesondere hat die Beschlusskammer darin festgestellt, dass die Kombination aus einem Kapazitätspreis für eine Bestellkapazität und dem zweistufigen Arbeitspreis bei stromintensiven Industriebetrieben voraussichtlich keinen Anlass für eine Veränderung ihrer Lastgänge hervorrufen wird. Auch hat die Beschlusskammer die möglichen Wirkungen des dynamischen Netzentgelts für Verbraucher beleuchtet, die sich auf stromintensive Letztverbraucher mit vergleichsweise geringem Flexibilitätspotential ergeben. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer erörtert, dass die beabsichtigte Kostenwälzung nach dem Letztverbrauch die stromintensive Industrie überwiegend entlasten wird. In einem zweiten Teil beschreibt das Papier die Fortentwicklung der Ideen für ein Sondernetzentgelt, die im Diskussionspapier aus dem September 2025 dargestellt wurden. Vorgesehen ist demnach ein Sondertatbestand, der sowohl strommarktorientierte als auch netzdienliche Reaktionen einfordert. Diese sollen dabei nicht zwingend täglich erfolgen, sondern in besonders kritischen Engpasssituationen bzw. in Zeiten hoher Systembelastungen, die sich in besonders niedrigen respektive hohen Strompreisen niederschlagen.

- 61 Die Beschlusskammer hat zudem angekündigt, das Sondernetzentgelt für Industriekunden in einer gesonderten Festlegung voraussichtlich im Jahr 2027 zu regeln.

7. Konsultation der Orientierungspunktepapiere und Expertenworkshop

7.1. Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten

- 62 Am 02.12.2025 hat die Beschlusskammer einen Expertenaustausch zu den Netzentgeltkomponenten oberhalb der Niederspannung veranstaltet. Dort wurden die Orientierungspunkte vorgestellt und die Marktbeteiligten erhielten die Gelegenheit, in Form von Impulsvorträgen Stellung zu nehmen sowie in einer offenen Diskussionsrunde die Themen zu erörtern.

- 63 Der Öffentlichkeit wurde zudem bis zum 16.01.2026 die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme gegeben. Die Inhalte des Papiers betreffend die Niederspannung wurden bis zum 30.01.2026 konsultiert.

- 64 Es besteht eine große Einigkeit bei den Stellungnehmenden, dass das vorgeschlagene Modell deutlich geringere Hemmnisse in Bezug auf flexibles Lastverhalten setzt als der bisherige Leistungspreis.

- 65 Insbesondere seitens der Netzbetreiber wurde vorgeschlagen, eine hohe Mindestkapazität (> 50 % der NAK) einzuführen, um geringe Buchungen und damit eine Besserstellung auf Kosten von anderen zu vermeiden.
- 66 Zudem wurden seitens einiger Verteilernetzbetreiber stark kritisiert, dass das Modell der Bestellkapazität nicht dazu geeignet sei, den Anreiz zu setzen, nicht genutzte vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zurückzugeben.
- 67 Bei den Stellungnehmenden herrscht Einigkeit darüber, dass es Vorgaben, ggf. auch in Bandbreiten, seitens der BNetzA hinsichtlich der Parametrierung braucht. Insbesondere von Netzbetreibern wird ein hoher Erlösanteil des Kapazitätsentgelts gefordert, um stark schwankende Erlöse zu vermeiden. Auch wünschen sich Netzbetreiber, dass die Kapazitätsbestellung vor der Veröffentlichung der Preise erfolgt und Werte definiert werden für den Fall, dass eine Kapazitätsbestellung durch den Netznutzer ausbliebe. Aus Sorge vor juristischen Auseinandersetzungen möchten Netzbetreiber Verbrauchern kein Tool zur Verfügung stellen, welches eine optimale Kapazitätsauswahl in Abhängigkeit der erwarteten Jahresdauerlinie berechnet.
- 68 Es wurden insbesondere als Alternative zum Arbeitspreis 2 verschiedene Vorschläge eingebracht. So könne auch ein zweigliedriger Kapazitätspreis, beispielsweise aus garantierter und optionaler Kapazität sowie ein dynamisierter Kapazitätspreis bei Überschreitung der Bestellkapazität zu einer rationalen Kapazitätsbestellung, einer angemessenen Kostenbeteiligung und keinem übermäßigem Hemmnis für flexibles Verhalten führen.
- 69 Am 19.12.2025 hat die Beschlusskammer einen Expertenaustausch zu den Netzentgeltkomponenten in der Niederspannung veranstaltet. Dort wurden die Orientierungspunkte vorgestellt und die Marktbeteiligten erhielten die Gelegenheit in Form von Impulsvorträgen Stellung zu nehmen sowie in einer offenen Diskussionsrunde die Themen zu erörtern.
- 70 Nahezu alle Stellungnehmenden stimmten dahingehend zu, dass sich Prosumer in der Netzentgeltsystematik nach der StromNEV zu wenig an der Netzkostenfinanzierung beteiligen. Dem wurde vereinzelt entgegengehalten, dass viele Prosumer auch sogenannte „Flexumer“ seien und sich durch den höheren Verbrauch der Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen insbesondere im Winter bereits angemessen an den Kosten beteiligen.

- 71 Das Meinungsbild hinsichtlich der Variante eines höheren Grundpreises für Prosumer gestaltete sich als sehr heterogen. Einige Stellungennehmende erachteten diese Variante für sachgerecht. Andere sprachen sich wiederum gegen die Einführung eines erhöhten Grundpreises aus. Dieser bilde die Leistungsanspruchnahme nicht sachgerecht ab und entfalte auch keine Steuerungswirkung. Auch wirke sich ein erhöhter Grundpreis negativ auf den Zubau von Photovoltaik im privaten Bereich aus und reize die Verletzung von Meldepflichten an. Schließlich Sorge diese Variante auch für einen erhöhten Aufwand für Netzbetreiber und Behörden, da nicht immer Personenidentität zwischen PV-Anlagen-Eigentümer und Rechnungsempfänger vorläge. Ein höherer Grundpreis für Prosumer sei zudem aufgrund eines Verstoßes gegen die Diskriminierungsfreiheit und Kostenreflexivität europarechtswidrig.
- 72 Ein sehr großer Teil der Stellungnehmenden sprach sich gegen die Variante der saisonalen Arbeitspreise aus. Diese wirkten sich demnach negativ auf die Wärme- und Verkehrswende aus, seien für Netzbetreiber schwieriger zu kalkulieren und für Kunden schwieriger nachzuvollziehen. Zudem stiege der Abrechnungsaufwand, da ohne ein intelligentes Messsystem eine manuelle Zwischenablesung durchzuführen sei.
- 73 Teilweise wurde eine freiwillige Opt-In Möglichkeit in das Preismodell für Kunden mit mehr als 100.000 kWh oder alternativ flächendeckend Kapazitätspreise in der Niederspannung gefordert. Ein Kapazitätspreis Sorge für eine kostenreflexivere Bepreisung und setze einen Anreiz zu einem sparsamen Umgang mit Netzkapazität. Gegen die Einführung eines Kapazitätspreises in der Niederspannung wurde seitens einiger Stellungnehmenden vortragen, dass der entstehende Aufwand gegenüber der niedrigen vorzuhaltenden Kapazität außer Verhältnis stünde. Diese Variante sei für den „Massenmarkt“ insgesamt nicht geeignet.
- 74 Schließlich wurde im Rahmen der Stellungnahmen auch die Einführung von gestaffelten Grundpreisen vorgeschlagen. Die Ausgestaltungsformen unterschieden sich dabei.

7.2. Orientierungspunkte zu dynamischen Netzentgelten

- 75 Am 14.01.2026 hat die Beschlusskammer einen Expertenaustausch zur Dynamisierung von Netzentgelten veranstaltet. In diesem wurden die Orientierungspunkte vorgestellt und die Marktbeteiligten erhielten die Gelegenheit, mittels Impulsvorträgen und in einer offenen Diskussionsrunde die Themen zu erörtern.

76 Es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu den Orientierungspunkten bis zum 27.02.2026 gegeben. Es sind insgesamt 42 Stellungnahmen zu den Orientierungspunkten innerhalb der Stellungnahmefrist eingegangen.

77 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder.

7.2.1 Ob der Einführung dynamischer Netzentgelte

78 In den Stellungnahmen wurde die Einführung dynamischer Netzentgelte unterschiedlich bewertet. In einem Teil der Stellungnahmen wurde das Instrument grundsätzlich begrüßt. Demgegenüber wurde in anderen Stellungnahmen Ablehnung oder zumindest Skepsis geäußert. Dabei hielten sich befürwortende und kritische Stellungnahmen in etwa die Waage. In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, eine Implementierung nur bei belegtem Nutzen vorzunehmen. In einzelnen Stellungnahmen wurde verlangt, vorab belastbare Daten zu sammeln, eine Modellierung durchzuführen und eine konkrete Ableitung der preislichen Auswirkungen auf Netznutzer vorzunehmen.

79 In vielen befürwortenden Stellungnahmen wurde auf den Anstieg des Bedarfs an Flexibilitäten des Stromsystems verwiesen. Der Bedarf an Flexibilität des Stromsystems nehme stetig zu. Mit dynamischen Netzentgelten könne insbesondere auch eine Verschärfung von Netzengpässen verhindert werden, die durch Reaktionen auf Großhandelspreise entstehen können. Die Einbindung dezentraler Flexibilitäten biete bereits heute erhebliche Einsparpotentiale für das Stromsystem und ermögliche eine effiziente Nutzung der begrenzten Kapazitäten. Die Einführung dynamischer Netzentgelte sei auch umsetzbar, insbesondere seien die Technologien zur Steuerung bereits vorhanden.

80 Zudem wurde angemerkt, dass dynamische Netzentgelte vielfältige positive Wirkungen auf das Stromsystem hätten: Sie könnten Netzengpässe und Redispatch-Kosten signifikant reduzieren, den Netzausbaubedarf verringern und wirkten sich positiv auf die gesamtwirtschaftliche Effizienz aus. Zudem führten sie zu einer Reduzierung von Netz- und Systemkosten und leisteten einen Beitrag zur Netzstabilität sowie letztlich zur Systemstabilität. Auch werde die Integration erneuerbarer Energien verbessert, ebenso wie die Integration neuer Lasten. Insbesondere die Abregelung von erneuerbaren Energien könne durch dynamische Netzentgelte für Elektrolyseure verringert werden.

Ferner wurden auch Verteilungseffekte teilweise für sinnvoll erachtet. Sie schafften einen Anreiz zur Reaktion auf ein Preissignal und führten bei ausbleibender Reaktion zu einer Kostenbeteiligung.

- 81 Als Argumente gegen dynamische Netzentgelte wurde insbesondere der Aufwand, Zweifel an der Umsetzbarkeit, eine Verteilungswirkung sowie die Wirkungen auf Investitionen und den Strommarkt angeführt. Dynamische Netzentgelte führten zu einer komplexeren Entgeltstruktur, seien mit einem hohen operativen Aufwand verbunden und erforderten erhebliche Implementierungs-, IT- und Abwicklungskosten. In mehreren Stellungnahmen wurde die Auffassung vertreten, dynamische Netzentgelte seien wahrscheinlich nicht umsetzbar. Derzeit seien IT-Systeme für Abrechnung und Marktkommunikation – insbesondere in unteren Netzebenen – noch nicht bzw. nicht in der Breite für eine hochauflösende Dynamik ausgelegt. In mehreren Stellungnahmen wurde am Beispiel des Moduls 3 des § 14a EnWG darauf verwiesen, dass selbst die eingeräumten 1,5 Jahre Umsetzungszeit für eine einwandfreie Implementierung bei allen Stakeholdern nicht ausreichen. In mehreren Stellungnahmen wurde vor dem Hintergrund der Prozesse des Redispatch 2.0 daran gezweifelt, ob ein Prozess zur vollständigen Dynamisierung auf Prognosewerten in der verbleibenden Zeit so umsetzbar sei, dass alle betroffenen Stakeholder einbezogen werden könnten.
- 82 In einer Vielzahl von Stellungnahmen wurden Prognoseunsicherheiten und mangelnde Treffsicherheit angeführt. Viele Engpässe träten nur mit sehr kurzem Vorlauf (unter drei Stunden) auf, Wetterprognosen am Vortag wiesen noch erhebliche Unsicherheiten auf, die Prognoseunsicherheit durch EE-Ausbau und Großbatteriespeicher nähmen eher zu, höhere Redispatch-Bedarfe würden am Vortag häufig nicht korrekt identifiziert, substantielle Verbesserungen der Prognosequalität seien nicht zu erwarten und Trainingsdaten für die Engpassprognose würden durch den Einsatz dynamischer Netzentgelte sukzessive entwertet. In mehreren Stellungnahmen wurde dargelegt, es gebe kein Muster beim Redispatch auf Übertragungsnetzbetreiber-Ebene. Vereinzelt wurde der Schluss gezogen, dass die erwartbaren Wirkungen unklar seien und das intendierte Ziel, eine signifikante Reduzierung des Redispatch-Bedarfs, nicht erreicht werde. In mehreren Stellungnahmen wurde vor Fehlanreizen gewarnt; in anderen Stellungnahmen vor potenziell gravierenden Systemwirkungen bei Prognosefehlern. Unzutreffende Entgeltsignale könnten die Lenkungswirkung verfehlen oder

gegenläufige Effekte auslösen. In mehreren Stellungnahmen wurde ein Widerspruch zur bundesweiten Kostenglättung (§ 24 EnWG) gesehen. Ferner wurde ein Widerspruch zur Entscheidung gegen die Teilung der Gebotszone gesehen.

- 83 Ein zentraler Kritikpunkt betraf regionale Verteilungswirkungen. In einer Vielzahl von Stellungnahmen wurde vor der Benachteiligung von Verbrauchern gewarnt, die an netzgeographisch ungünstigen Positionen angesiedelt sind. In mehreren Stellungnahmen wurde eine strukturelle Benachteiligung Süddeutschlands mit wettbewerbsverzerrendem Charakter und Abwanderungs- bzw. Deindustrialisierungsrisiko gesehen. In mehreren Stellungnahmen wurde darauf verwiesen, dass für große Teile der energieintensiven Industrie kurzfristige Lastverschiebungen nur begrenzt möglich seien; daraus dürften keine strukturellen Standortnachteile erwachsen. In mehreren Stellungnahmen wurde ausgeführt, dynamische Netzentgelte bei hoher EE-Einspeisung drohten die Wirtschaftlichkeit der EE-Integration (z. B. über PPAs) in industrielle Prozesse zu schmälern. In mehreren Stellungnahmen wurde angemerkt, dass bei EE-Anlagen durch negative Netzentgelte keine Produktionssteigerung erfolge, da die Produktion wetterbestimmt sei. Vielmehr seien nur Mitnahmeeffekte zu erwarten. In mehreren Stellungnahmen wurde der Redispatch-Bedarf als nur temporäres Problem fortschreitenden Netzausbaus angesehen; in anderen Stellungnahmen wurde betont, dynamische Netzentgelte seien kein Ersatz für Netzausbau.
- 84 In mehreren Stellungnahmen wurde Intransparenz und fehlende Handelbarkeit (zweite Preisebene neben dem Börsenpreis) angeführt. Es käme zu einer Überlagerung oder Verzerrung marktlicher Preissignale. Arbeitsbezogene Netzentgelte erhöhten auf der Einspeiseseite die Gebote an der Strombörse. Zudem bestehe ein Risiko gezielt netzschädlicher Handelsaktivitäten. Ferner wurde eine erschwerte Kalkulierbarkeit für Letztverbraucher angeführt. Die Komplexität und mangelnde Planbarkeit führten zu erhöhten Risikoaufschlägen in Geschäftsmodellen. Es sei zudem eine Verringerung der Erlösstabilität der Netzbetreiber zu erwarten.
- 85 Schließlich wurde mit Blick auf dynamische Netzentgelte gegenüber EE-Anlagen auf Vertrauensschutz verwiesen. Zudem wurden höhere Zuschläge in EEG-Ausschreibungen aufgrund von Unsicherheiten in mehreren Stellungnahmen erwartet.

- 86 In mehreren Stellungnahmen wurde das Fehlen einer Datengrundlage bemängelt. In mehreren Stellungnahmen wurde eine Modellierung der Auswirkungen sowie eine Kosten-Nutzen-Analyse gefordert. In mehreren Stellungnahmen wurde verlangt, Abschätzung und Veröffentlichung der Auswirkungen und Mehrbelastungen für die unterschiedlichen Regionen vor Einführung vorzunehmen.

7.2.2 Alternativen zu dynamischen Netzentgelten

- 87 Als Alternative wurden Baukostenzuschüsse (BKZ) genannt, teilweise unter Verweis auf eine regionale Differenzierung. In mehreren Stellungnahmen wurde hervorgehoben, BKZ seien weniger bürokratisch und hätten eine besser kalkulierbare Anreizwirkung.
- 88 Zudem wurden von vielen Stellungnahmen zeitvariable Netzentgelte bzw. eine Weiterentwicklung des § 14a EnWG Modul 3 als Alternative favorisiert. Vorteil sei die Planbarkeit aufgrund langfristiger Vorlaufzeiten. In mehreren Stellungnahmen wurde eine feinere zeitliche Unterteilung der statischen Tarifzeitfenster angeregt (z. B. Quartale oder Monate). Auch wurde ein zeitlich und örtlich granulareres Modell gefordert. In vielen Stellungnahmen wurden zeitvariable Netzentgelte aber auch ausdrücklich nicht als geeignete Alternative gesehen, jedenfalls zur Adressierung windbedingter Engpässe im Übertragungsnetz.
- 89 Weitere Alternativen wurden punktuell genannt: Teilung der Gebotszone, nodale Preise, Ergänzung des kostenbasierten Redispatch, marktbasierter Redispatch, gezielte Ausschreibung von Speicherleistung über § 11a EnWG für die Engpassbehebung, FCAs in Verbindung mit Netzentgeltrabattierung, Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung sowie das BDEW/EWI-Modell eines Kapazitätspreises mit optionalen vergünstigten Kapazitäten.

7.2.3 Art und Weise der Einführung

- 90 Eine schrittweise Einführung wurde in mehreren Stellungnahmen als sinnvoll erachtet. Dies ermögliche eine evidenzbasierte Einführung. In mehreren Stellungnahmen wurde Pilotierung und Evaluierung jedes Einführungsschritts mit KPIs, transparenten Meilensteinen und objektiv überprüfbaren Wirkungsanalysen gefordert. Teilweise wurde sich für eine nutzergruppenspezifische Einführung ausgesprochen. Mehrfach wurde als Einstieg bzw. Übergangslösung auch § 14a EnWG Modul 3 mit feingliedrigeren Zeitfenstern (5–6 Tarifzeitfenster) vorgeschlagen. In mehreren Stellungnahmen wurde

der Aufbau eines regelungstechnischen „Lernsystems“ angeregt, in dem die Höhe der Anreizkomponente schrittweise angepasst werden kann.

- 91 In mehreren Stellungnahmen wurde sich allerdings auch gegen eine schrittweise Einführung positioniert; es wurde gewarnt, das Herantasten berge die Perspektive länger anhaltender Unsicherheit über 2029 hinaus. In einer Stellungnahme wurde das Risiko einer uneinheitlichen und potenziell diskriminierenden Behandlung gesehen.

7.2.4 Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte

- 92 Allgemein wurde angeführt, dass dynamische Netzentgelte nur bei nachweislicher Netzüberlastung angewandt werden sollen. Eine symmetrische Ausgestaltung auf beiden Seiten des Netzengpasses wurde in mehreren Stellungnahmen für grundsätzlich geeignet gehalten. In mehreren Stellungnahmen wurde eine Veröffentlichung am Vortag in 15-Minuten-Intervallen vor der Day-Ahead-Auktion (ggf. bereits vor der Regelleistungsauktion) befürwortet. Zudem wurden Möglichkeiten für Intraday-Anpassungen angeregt. Es wurde aber auch gewarnt, dass ein späteres Signal als Day-Ahead ein erhebliches Risiko für In-Dec-Gaming erzeugen könne.
- 93 Zur Höhe dynamischer Netzentgelte wurde vorgebracht, die Dynamisierung müsse ausreichend stark ausgeprägt sein, um wirksame Anreize zu entfalten. In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, nicht nur Redispatch-Kosten, sondern auch Netzausbaukosten zu berücksichtigen. Es wurde auch angeführt, dass die Bemessung dynamischer Arbeitspreise bei lastbedingten Engpässen auf Basis der Redispatch-Kosten nicht möglich sei; sie sollte sich an der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher orientieren, wobei Marktsignale zu berücksichtigen seien. In mehreren Stellungnahmen wurde auf die Notwendigkeit der Differenzierung nach Anschlussebene verwiesen, da Netzkunden in der Mittelspannung stärkere Preissignale benötigten, damit Verhaltensänderungen sich lohnen.
- 94 Mit Blick auf die Veröffentlichung der Preiskomponenten wurde in mehreren Stellungnahmen die Kundenadressierung für problematisch gehalten; es müssten für jede Viertelstunde und Netzebene Postleitzahlen- oder Kundenlisten veröffentlicht werden. In mehreren Stellungnahmen wurden ausreichende Vorlaufzeiten sowie Planbarkeit und Transparenz für langfristige Beschaffungs- und Absicherungsstrategien sowie verlässliche Investitions- und Produktionsentscheidungen gefordert. Zur Abrechnung wurde geltend gemacht, Saldierung und Abrechnung seien aufwändig, da

jede Viertelstunde einzeln zu betrachten sei. In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, nachgelagerte Netzbetreiber von Risiken (fehlerhafte Preisbildungen, Veröffentlichungen, Ersatzwerte) zu befreien. Verwiesen wurde zudem auf umfangreiche Zahlungsströme, die Erforderlichkeit von Liquiditätspuffern und ggf. Zwischenfinanzierungen auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber. In einer Stellungnahme wurde darauf hingewiesen, die bestehende Plattform der vier Übertragungsnetzbetreiber mit API-Schnittstellen könnte genutzt werden.

- 95 Schließlich wurde gefordert, das dynamische Netzentgelt solle langfristig saldiert kostenneutral („Nullsummenspiel“) ausgestaltet werden; teilweise wurde dies auch bezogen auf jede Netzregion über das Jahr betrachtet gefordert. Auch wurde ein ex-post Kompensationsmechanismus zum Ausgleich struktureller Nachteile angeregt.

7.2.5 Adressierte Kosten

- 96 Die Beschränkung auf Engpässe auf den Ebenen 1–3 (ggf. 4) wurde vor dem Hintergrund begrenzt verfügbarer Netzzustandsdaten im Verteilnetz vielfach als sinnvoll erachtet. In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, alle Engpässe mit sinnvoller zeitlicher Priorisierung zu adressieren. Hierzu solle die Fähigkeit in den unteren Netzebenen, den Netzzustand zu überwachen, parallel verbessert werden.
- 97 In mehreren Stellungnahmen wurde vorgeschlagen, den Fokus auf die grundsätzliche Optimierung der Netzbelastung statt auf die Beseitigung von Engpasssituationen zu legen. In mehreren Stellungnahmen wurde angeregt, dynamische Netzentgelte bereits ohne akute Engpässe ab einem bestimmten Auslastungsgrad der vorhandenen Netzkapazität anzuwenden, wenn zukünftig Engpässe zu befürchten seien. Vereinzelt wurde auch die Adressierung von Netzausbaukosten und Verlustenergiekosten gefordert.

7.2.6 Adressierte Netznutzergruppen

- 98 Die Frage einer Pflicht oder eines Opt-ins einer Bepreisung mit dynamischen Netzentgelten wurde unterschiedlich beantwortet. In mehreren Stellungnahmen wurde sich für Freiwilligkeit der Bereitstellung nachfrageseitiger Flexibilität ausgesprochen. Eine freiwillige Teilnahme sei ein Mittel zur Reduzierung von Akzeptanzrisiken. In mehreren Stellungnahmen wurde hingegen gefordert, das dynamische Netzentgelt nach Einbau von Smart-Metern verpflichtend zu machen. Vereinzelt wurde vorgebracht, die Knüpfung an iMSys könne regional ein zusätzliches Hemmnis für den Einbau und die

Investitionen in Energiewendetechnologien seien, wenn damit die Bepreisung mit dynamischen Netzentgelten verbunden ist.

- 99 In mehreren Stellungnahmen wurden dynamische Netzentgelte für Erzeuger abgelehnt. Die Wirkung bei EE-Anlagen sei begrenzt, da die Einspeisung durch meteorologische Bedingungen determiniert sei. In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, Speicher und Elektrolyseure mit eigenem Netzanschluss von Beginn an verpflichtend einzubeziehen, teilweise auch bezogen auf Multi-Use-, Heim- und mobile Speicher. Mit Blick auf Elektrolyseure wurde hierfür teilweise eine Anpassung der RFNBO-Kriterien für erforderlich erachtet. In mehreren Stellungnahmen wurde betont, die kurzfristige Flexibilität vieler Verbraucher sei strukturell begrenzt. Dies müsse Berücksichtigung finden. In mehreren Stellungnahmen wurde aber auch befürwortet, Netznutzer aller Anschlussnetzebenen bis herab zur Niederspannung einzubeziehen.
- 100 Mehrere Stellungnahmen plädierten für eine kaskadierende Weitergabe über nachgelagerte Netzebenen. Es wurde aber auch Skepsis geäußert: in unteren Ebenen gehe es pro Kunde um sehr geringe Beiträge; Flexibilitäten wiesen dort geringere Kapazitäten auf; das Aufwand-Nutzen-Verhältnis sei zweifelhaft. In mehreren Stellungnahmen wurde darauf verwiesen, dass die Veröffentlichung dynamischer Preiskomponenten auch bei hoher Automatisierung Zeit beanspruche. Es seien Massenprozesse zu etablieren, ohne dass die adressierten Kunden in die Marktkommunikation eingebunden werden könnten. In mehreren Stellungnahmen wurde zu bedenken gegeben, dass jede Gegensteuerung auf unterer Ebene wiederum Gegensteuerung auf höherer Ebene erfordere. Auch passten Anreize zur Engpassvermeidung nicht automatisch auf Kunden vor- oder nachgelagerter Ebenen; im Extremfall sei das entgegengesetzte Verhalten netzwirtschaftlich erforderlich. In mehreren Stellungnahmen wurde dargelegt, städtische Netzbetreiber müssten häufig Preissignale überspeister vorgelagerter Netzbetreiber durch inverse Preiskomponenten „löschen“. In mehreren Stellungnahmen wurde in dem BNetzA-Vorschlag, das dynamische Netzentgelt auch in untergelagerte Ebenen weiterzuleiten, die Gefahr gesehen, dass Netzbetreiber die Netzsicherheit anderer Netzbetreiber unmittelbar beeinflussen.

7.2.7 Bezüge zu Entgeltkomponenten / Wechselwirkungen

101 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Abstimmung zwischen allgemeinen dynamischen Netzentgelten und zukünftigen individuellen Netzentgelten gefordert, um Doppelbelastungen und Doppelbeanreizungen zu vermeiden. Zudem seien Wechselwirkungen mit laufenden Gesetzesvorhaben (Netzpaket, EEG-Novelle) zu berücksichtigen.

7.2.8 Baukostenzuschüsse

102 Es wurden bundesweit einheitliche BKZ-Regelungen und eine 5-jährige Glättung angeregt; BKZ seien für die Allokationssteuerung sinnvoll, aber nicht ausreichend. Stattdessen wurde eine Reduktion der Netzentgelte zur Allokationssteuerung vorgeschlagen. In einer Stellungnahme wurde ein BKZ-Nachlass bei Abschluss eines FCA angeregt. Vereinzelt wurde gefordert, eine Doppelbelastung von Speichern durch Einspeise- und Verbraucher-BKZ zu vermeiden.

7.3. Orientierungspunkte zu den Speicherentgelten und Elektrolyseuren

7.3.1 Netzentgelte für Speicher

103 Am 30.01.2026 hat die Beschlusskammer das Orientierungspunktepapier zu den Speicherentgelten in einem Expertenaustausch diskutiert und selbiges darüber hinaus bis zum 27.02.2026 zur Konsultation gestellt. Großen Raum nahm die Frage der Fortgeltung von Vollbefreiungen nach § 118 Abs. 6 EnWG ein. Speicherbetreiber und -projektierer verwiesen auf den Vertrauensschutz und den möglichen Wegfall der Wirtschaftlichkeit bereits kontrahierter oder realisierter Speicherprojekte.

104 Hinsichtlich der Finanzierungsentgelte wurde darauf hingewiesen, dass Speicher in der Regel ihre volle Kapazität nutzen. Die Option einer Bestellkapazität unterhalb der Netzanschlusskapazität würde nicht genutzt werden. Die Bepreisung der Verlustenergie mit einem Arbeitspreis wurde zudem kritisch gesehen, da immer noch jeder Zyklus belastet werde. Darüber hinaus seien Wechselwirkungen mit Flexible Capacity Agreements (FCAs) und anderen Regelungen zu beachten.

105 Dynamische Arbeitspreise wurden von der Speicherbranche als sinnvolle Netzentgeltkomponente angesehen. Bezüglich der Umsetzung äußerten sich jedoch insbesondere die Netzbetreiber skeptisch. In Einzelgesprächen mit Netzbetreibern wurde zusätzlich dargestellt, dass dynamische Netzentgelte von Finanzierern eher als Risiko und nicht als zusätzliche Einnahmemöglichkeit angesehen werden.

7.3.2 Netzentgelte für Elektrolyseure

- 106 Am 30.01.2026 hat die Beschlusskammer in dem Expertenaustausch zu den Entgelten für Speicheranlagen auch die Entgelte für Elektrolyseure behandelt. Dort wurden die Orientierungspunkte vorgestellt und die Marktbeteiligten erhielten die Gelegenheit, in Form von Impulsvorträgen Stellung zu nehmen sowie in einer offenen Diskussionsrunde die Themen zu erörtern.
- 107 Der Öffentlichkeit wurde zudem bis zum 27.02.2026 die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme gegeben. Im Rahmen der Stellungnahmen wurden die folgenden Punkte vorgetragen. Elektrolyseure seien aufgrund der strengen europäischen Vorgaben zur Herstellung von grünem und kohlestoffarmem Wasserstoff bereits stark in ihrer Fahrweise eingeschränkt. Dies sei bei der anzuwendenden Netzentgeltsystematik zu beachten. Gerade in Hinblick auf die dynamischen Netzentgelte für Verbraucher und Einspeiser sei aufgrund der vertraglichen Bindung an bestimmte EE-Anlagen (mittels PPA) mit sich widersprechenden Reaktionen zu rechnen.
- 108 Insgesamt sei zu berücksichtigen, dass eine inländische Elektrolyse entlang der netztechnischen Wertschöpfungskette – von der Aufnahme von Überschussstrom bis zum Lastmanagement und der Vermeidung der Abregelung – netzdienliche Effekte generiere.
- 109 Vielfach wurde vorgeschlagen, Elektrolyseuren gegen eine netzdienliche Standortansiedlung eine Netzentgeltbefreiung zu gewähren. Dabei wurden die heute bereits bestehenden § 13k-Regionen vorgeschlagen. Der Standort eines Elektrolyseurs sei der entscheidende Faktor für seine Systemdienlichkeit. Sollte eine Umsetzung dieses Vorschlags nicht möglich sein, so sei auch eine Integration von Elektrolyseuren in die Industrienetzentgelte vorstellbar. Dabei sei jedoch stets die Kompatibilität mit den europäischen Vorgaben in den delegierten Verordnungen der Europäischen Kommission zu gewährleisten. Insgesamt solle bei der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik der gesamtsystematische Wert von Elektrolyseuren berücksichtigt werden.
- 110 Teilweise wurde auch eine Weiterführung der heutigen Vollbefreiung ohne Veränderung des Privilegierungstatbestandes gefordert.
- 111 Dem gegenüberstehend sprechen sich Stellungnehmende für eine Gleichbehandlung mit anderen Verbrauchern im Stromnetz aus. Elektrolyseure böten dahingehend keinen Anknüpfungspunkt für eine Andersbehandlung.

112 Der überwiegende Teil der Stellungnehmenden fordert einen umfassenden Bestandsschutz sowohl für bereits in Betrieb genommen Anlagen sowie Anlagen in der Planung.

7.4. Orientierungspunkte zu den Einspeiseentgelten

113 Der Öffentlichkeit wurde bis zum 27.02.2026 die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme gegeben. Es wurden 63 Stellungnahmen fristgerecht eingereicht. Einige weitere Stellungnahmen wurden nach der Frist eingereicht, die ebenfalls berücksichtigt wurden. Im Rahmen der Stellungnahme wurden die folgenden Punkte vorgetragen.

114 Eine zentrale Forderung der vorliegenden Stellungnahmen ist ein umfassender Bestandsschutz für bereits planungsreife und in Betrieb befindliche Projekte. Ohne klare Übergangsregelungen würden Projekte vor hohen Mehrkosten stehen. Der Stichtag für die Einführung neuer Entgeltkomponenten soll erst nach endgültiger Festlegung und Veröffentlichung der konkreten Ausgestaltung liegen.

115 Ein zentrales Argument ist hierfür der Vertrauensschutz. Viele Anlagen wurden auf Basis des bisherigen regulatorischen Rahmens – insbesondere der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG – geplant und finanziert. Rückwirkende Belastungen würden die Wirtschaftlichkeit dieser Vorhaben gefährden und könnten deren Realisierung verhindern, auch bei Privatpersonen. Deshalb wird ein klar definierter Übergangsrahmen gefordert, der etwaig neue Netzentgelte ausschließlich für Neuanlagen nach einem festgelegten Zeitpunkt vorsieht. Eine etwaige Differenzierung zwischen Bestands- und Neuanlagen wurde allerdings auch kritisiert und als marktverzerrend bewertet. Die Stellungnahmen weisen zudem auf erhebliche administrative und finanzielle Mehrbelastungen für die Netzbetreiber hin, insbesondere auch bei den Abrechnungen. Die Einführung von Einspeisenetzentgelten würde den Aufwand stark erhöhen, ohne nachweisbaren Nutzen für die Verbraucher. Änderungen am Regulierungsrahmen sollten zuvor in Test-Projekten evaluiert und deren Auswirkungen quantifiziert werden.

116 Im Hinblick auf die Wirkung auf den Ausbau erneuerbarer Energien wird argumentiert, dass die intendierten Entgeltkomponenten Investitionsanreize schwächen und letztlich zu höheren Strompreisen führen würden. Doppelbelastungen bspw. auf der Verbrauchs- und Einspeiseseite seien zu vermeiden. Es fehle ebenfalls an klaren Definitionen für Begriffe aus der Festlegung.

- 117 Statt neue Netzentgelte zu erheben, wird empfohlen, vorhandene Effizienzpotenziale zu nutzen. Dazu zählen die Überprüfung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, um künstliche Kostensteigerungen zu vermeiden, sowie die Einführung eines Netzentlastungsentgelts. Letzteres ist ein Vorschlag des VKU, welches nur dann greift, wenn nachweislich eine Reduktion der Netzbelastung durch dezentrale, steuerbare Erzeugungsanlagen erfolgt. Darüber hinaus soll eine differenzierte Belastung von Einspeisern, die das Hochspannungsnetz nutzen, im Vergleich zu solchen, die ausschließlich das Verteilernetz beanspruchen, eingeführt werden. Entgelte sollen nur dort erhoben werden, wo tatsächlich netzseitige Mehrkosten entstehen – etwa durch notwendige Netzausbauten oder Redispatch Kosten. Einspeisungen in das Übertragungsnetz sollten mit höheren Entgelten aufgrund der zusätzlichen Kosten verbunden sein. Anlagen, die systemdienlich sind und keinen zusätzlichen Netzausbau erfordern, wie KWK-Anlagen, sollen von Einspeiseentgelten ausgenommen werden. Für Offshore Wind werden die Ausnahmen von den dynamischen Entgelten begrüßt, wohingegen mit Redispatch 2.0 ein erprobtes Verfahren bereitstünde.
- 118 Ein weiterer Kritikpunkt ist die Überschneidung der geplanten Maßnahmen mit bereits bestehenden Regelungen. Es wird gefordert, diese Vorgaben miteinander abzustimmen, um zu vermeiden, dass Doppelungen sich ergeben und Maßnahmen sich gegenseitig aufheben sowie Transaktionskosten steigen.
- 119 Bevor endgültige Entscheidungen über die Einführung von Einspeiseentgelten getroffen werden, wird die Notwendigkeit von Quantifizierungen und Pilotprojekten betont. Nur durch fundierte Analysen können die Auswirkungen auf das Stromnetz, den Markt, die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit einzelner Erzeuger verlässlich eingeschätzt werden. Die vorgebrachten Bedenken zeigen, dass das aktuelle Konzept in seiner jetzigen Form das Risiko birgt, den Ausbau erneuerbarer Energien zu bremsen, die Kosten für Endverbraucher zu erhöhen und die rechtliche sowie wirtschaftliche Stabilität des Sektors zu gefährden.
- 120 Zusammenfassend wird ein überarbeiteter Vorschlag gefordert, der Bestandsschutz, klare Definitionen, administrative Entlastungen und gezielte Anreize für netzfreundliche Technologien kombiniert. Ein solches Modell würde die notwendige Planungssicherheit für Investoren schaffen, die Effizienz der bestehenden Netzinfrastruktur stärken und

gleichzeitig die Ziele einer sicheren, bezahlbaren und klimafreundlichen Energieversorgung unterstützen.

- 121 Hinsichtlich des Kapazitätspreises zeigen die Stellungnahmen in Teilen ein Einverständnis, da durch die Beteiligung von Erzeugern an den Netzkosten die Kostenverursachung besser verteilt werde und es geringere Auswirkungen auf die Strompreisbildung als bei Arbeitspreisen geben würde. Gleichzeitig wird jedoch die konkrete Ausgestaltung des geplanten Kapazitätspreises kritisch hinterfragt, da der generierte Finanzierungsbeitrag zu gering sei, um die damit verbundenen administrativen Aufwände, das erhöhte Risiko für Investoren und die zusätzlichen Fixkosten zu rechtfertigen. Auch im europäischen Ausland seien die Finanzierungsbeiträge, wenn überhaupt gering, wodurch auch Verbraucher nur begrenzt entlastet werden. Insgesamt seien Konsumenten vor Netzentgelterhöhungen zu schützen.
- 122 Ein zentrales Argument ist, dass Kapazitätspreise die Wirtschaftlichkeit von Projekten erheblich beeinträchtigen könnten und nicht wettbewerbsneutral wirken würden. Durch die Unsicherheit über die langfristige Höhe über eine Laufzeit von dreißig bis vierzig Jahren würden Investoren gezwungen, höhere Risiko-Aufschläge zu verlangen, was die Gesamtkapitalkosten steigen ließe, den Ausbau hindere und damit die Versorgungssicherheit gefährde. Letztendlich würden damit auch Fördersummen steigen. Der überwiegende Teil der Kosten würde weiterhin über andere Mechanismen an die Verbraucher weitergereicht. Auch wird eine Verzerrung der Merit Order befürchtet.
- 123 Ebenfalls Sorge ein einheitlicher, standortunabhängiger Kapazitätspreis zu Wettbewerbsverzerrungen, da Anlagen in windschwächeren Regionen durch niedrigere Volllaststunden stärker belastet würden. Regionale Wettbewerbsverzerrungen dürfe es nicht geben. Offshore Windparks, die bereits über die „Stromkostensenkungskomponente“ am Netzausbau beteiligt sind, würden durch einen zusätzlichen Kapazitätspreis doppelt belastet. Für dargebotsunabhängige Technologien wie Biogas oder Wasserkraft wird ein genereller Verzicht auf den Kapazitätspreis gefordert, da diese Anlagen keine netzseitigen Mehrkosten verursachen. Im Gegensatz dazu würden wetterabhängige erneuerbare Energien durch den Kapazitätspreis zusätzliche Kosten tragen, die nur über höhere Fördersätze kompensiert werden könnten, was die Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit niedrigen Volllaststunden weiter

schwächen würde. Auch importierter Strom sollte zur Vermeidung von Marktverzerrungen mit einem Einspeisenentgelt belegt werden, sofern dies überhaupt angewendet werde.

- 124 Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die vorgeschlagene Kostenverteilung für Netzverluste und Regelenergie, da die Spanne des von der BNetzA vorgeschlagenen Kapazitätspreises nicht kostenreflexiv sei. Eine Zuteilung bestimmter Kostenpositionen sei derzeit nicht möglich. Die Verursachungsbasis sei unklar und asymmetrisch: Verluste entstehen vor allem in Transformatoren und auf Spannungsebenen, die von den Erzeugern nicht beeinflusst werden. Die pauschale Zuordnung dieser Aufwendungen an die Einspeiser würde damit eine unfaire Belastung darstellen und zu Fehlanreizen führen, weil höhere Grenzkosten der Erzeuger Ausschreibungs- und Strompreise nach oben treiben würden.
- 125 Um diese Probleme zu adressieren, fordern einige Stellungnahmen eine technologiedifferenzierte Ausgestaltung des Kapazitätspreises. Nur bei nicht-wetterabhängigen (d. h., steuerbaren) Erzeugern seien Einspeisenentgelte sinnvoll, während bei wetterabhängigen Erzeugern zusätzliche Netzentgelte nur durch höhere Fördersätze kompensiert werden könnten. Andererseits wurde aber auch vorgetragen, dass Sonderregulierungen markthinderlich seien. Der Kapazitätspreis sollte zudem nur für den Viertelstunden Mittelwert der Wirkleistung berechnet werden, um die Bereitstellung von Systemdienstleistungen nicht zu beeinträchtigen. Eine klare Deckelung und ein fest definierter Preiskorridor würden die Planbarkeit für Projektierer und Finanzierer erhöhen. Die Berechnung des Kapazitätspreises sollte am Netzanschlusspunkt erfolgen, um eine verursachergerechte Kostenzuordnung sicherzustellen.
- 126 In den eingereichten Stellungnahmen wird zunächst auch das Potenzial dynamischer Netzentgelte hervorgehoben, da solche Entgelte dazu beitragen könnten, Erzeugungsprofile besser an die aktuelle Netzsituation anzupassen. Gleichzeitig wiesen die Beiträge zahlreiche Bedenken gegen die Einführung dynamischer Netzentgelte aus. So seien die Prognoseunsicherheiten und der administrative Aufwand zu groß. Weiterhin wurden regional unterschiedlichen Belastungen sowie die fragliche Erlösstabilität kritisiert. Es wurde gewarnt, dass große Spreads zu erheblichen Erlösverzerrungen führen können, die den europäischen Strommarkt verzerren und die Wirtschaftlichkeit von Erzeugern stark beeinträchtigen könnten.

- 127 Ein weiterer Kritikpunkt bezog sich auf mögliche Marktverzerrungen durch regionale Preisunterschiede. So würden gleiche Netzkundengruppen unterschiedlich belastet, was die Merit Order verfälsche und die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Anlagen gegenüber ausländischen schwäche. Die Lenkungswirkungen träten nicht ein, da die Auswirkungen nicht berechenbar seien. Auch Großbatteriespeicher und industrielle Kunden in Industrienetzen würden demnach überproportional betroffen sein. Hinsichtlich Offshore Wind wurde betont, dass die geplanten Contracts-for-Differences die Mehrkosten letztlich auf den Bundeshaushalt und damit auf die Steuerzahler verlagern würden.
- 128 Bezüglich der Wirksamkeit dynamischer Entgelte äußerten mehrere Stellungnahmen Zweifel, dass sie den Redispatch wirksam reduzieren könnten. Es sei wahrscheinlich, dass die dynamischen Netzentgelte im Saldo höhere Kosten erzeugen würden als das herkömmliche, kostenbasierte Redispatchverfahren. Andere Stellungnahmen verwiesen dahingegen auf die fehlenden belastbaren Belege dafür, dass Einspeiseentgelte per se zu Verzerrungen der europäischen Börsenpreise führen, und zitierten Beispiele aus Portugal und Belgien, wo keine signifikanten Preis- oder Handelsverzerrungen beobachtet worden seien.
- 129 Die Unsicherheit über Höhe und Zeitpunkt der dynamischen Netzentgelte wurde als erhebliches Investitionshemmnis beschrieben. So führten die Unklarheiten zu hohen Risikoaufschlägen in der Projektfinanzierung und Erhöhungen der Stromgestehungskosten, sodass viele Projekte unwirtschaftlich würden. Auch die langfristige Kalkulierbarkeit über einen 20-jährigen Förderzeitraum sei nicht gegeben, was die Finanzierbarkeit insbesondere für kleinere und mittelständische Projektierer gefährde. Auch die mangelnde Flexibilität erneuerbarer Erzeuger Sorge dafür, dass ein dynamisches Entgelt kaum Verhaltensänderungen herbeiführe. Dynamische Entgelte dürften daher nur für dargebotsunabhängige Technologien eingeführt werden.
- 130 Als mögliche Alternativen wurden ein vereinfachtes Modell statischer Zeitfenster, zeitlich variable Netzentgelte für große Verbraucher sowie ein geringes, vorzeichengerechtes dynamisches Entgelt vorgeschlagen. Allerdings müssen hier auch Voraussetzungen gegeben sein wie beispielsweise eine tatsächlich disponible Erzeugung hinter dem Engpass, was nicht immer der Fall sei. Es wurde argumentiert, dass ein kleines dynamisches Entgelt in Situationen mit Strompreisen um 0 €/MWh die Abschaltreihenfolge steuern und das Redispatch Volumen reduzieren könne, ohne

massive Erlösabschläge zu verursachen. Zudem wurde betont, dass ein „Level Playing Field“ für alle Netznutzer geschaffen werden solle, wobei technologie- oder branchenspezifische Sonderregelungen vermieden werden sollten.

- 131 Abschließend wiesen die Stellungnahmen darauf hin, dass das bestehende Redispatchsystem weiterhin das geeignete Instrument zur Engpasssteuerung sei und dass dynamische Netzentgelte höchstens als ergänzendes, freiwilliges Instrument für bestimmte Kundengruppen – etwa große Industrieverbraucher oder Speicher – in Betracht kommen sollten. Die Stellungnahmen forderten zudem eine klare, transparente Methodik, frühzeitige Veröffentlichung von Preissignalen und eine enge Koordination mit bestehenden Mechanismen, um die Gefahr von Rechtsstreitigkeiten und unvorhersehbaren Kosten für Bestandsanlagen zu minimieren.
- 132 BKZ werden grundsätzlich als ein Instrument angesehen, das zur Finanzierung des Netzausbaus und der -verstärkung beitragen und die Anschlussleistung steuern könne. BKZ seien im Gegensatz zu dynamischen Netzentgelten besser planbar und verursachen keine zusätzlichen Risikoaufschläge bei Investitionsprojekten, auch wenn sie die Gesamtkosten von Projekten erhöhen. Ebenfalls seien nur BKZ rechtssicher. Eine Doppelbelastung durch BKZ und parallel angewendete Instrumente sei zu vermeiden. Es wurde auch angemerkt, dass auch BKZ die Projektgesamtkosten erhöhen. Insgesamt wird gewarnt, die Wirkung von BKZ zu überschätzen.
- 133 Die Wirksamkeit von BKZ für Standortentscheidungen wird als begrenzt eingeschätzt. Bei Offshore-Windparks sei die Standortwahl bereits durch Flächen- und Netzpläne festgelegt, wobei Ähnliches für Freiflächen-Photovoltaik gelte. Eine regionale Differenzierung der BKZ wird als sinnvoll erachtet, um netzdienliche Entscheidungen zu fördern. Während für Übertragungsnetzbetreiber eine verpflichtende regionale Ausgestaltung gesehen wird, sollten Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, BKZ optional anzuwenden.
- 134 Ein weiterer Aspekt sei die Abstimmung der BKZ mit bestehenden Regelungen, insbesondere dem Redispatch. Werde ein Einspeiser im Rahmen des Redispatches abgeregelt, dürfe kein zusätzliches dynamisches Netzentgelt anfallen. Darüber hinaus wird gefordert, dass bei BKZ nach tatsächlicher Netz- und Systemwirkung differenziert werde. Technologische Unterschiede sollten zu unterschiedlichen Sätzen führen. Auch die Nutzung von Flexibilitätszuschlägen nach dem EEG solle berücksichtigt werden.

Ergänzend sei auch eine Absenkung bei flexiblen Netzanschlussvereinbarungen zu denken. Allerdings wurde auch vorgetragen, dass ein BKZ technologie-neutral ausgestaltet werden sollte.

- 135 Einige Stellungnahmen schlagen ein Bonus/Malus-System vor, bei dem netzsparsame Anlagen entweder keinen oder sogar negative BKZ erhalten, während netzbelastende Anlagen einen Aufschlag zahlen. In diesem Kontext werde ein Zusammenhang mit der Sektorkopplung gesehen: Anlagen, die Strom vor Ort nutzen, sollten von einer BKZ-Belastung ausgenommen werden.
- 136 Zur praktischen Erhebung von BKZ wird ein kostenreflexiver Ansatz gefordert, bei dem die Höhe an die tatsächlich entstehenden Netzanschluss- bzw. -verstärkungskosten gekoppelt ist. Eine Obergrenze sei notwendig. Alternativ wurde eine jährliche Zahlung über zehn Jahre vorgeschlagen. Eine maßvoll differenzierte Ausgestaltung mit späteren Anpassungen der BKZ wurde empfohlen. Gleichzeitig wird betont, dass die Erhebung eines separaten Bezugs- und Einspeise-BKZ am selben Anschlussort nicht zielführend ist; bereits gezahlte Beträge sollten bei der Einspeisung berücksichtigt werden.
- 137 Schließlich wird ein differenziertes Prioritätenschema vorgeschlagen: Die erste Priorität liege in der Vermeidung von Über- bzw. Unterbau und der Förderung einer netzdienlichen Betriebsweise; die zweite Priorität bestünde in einer feineren Standortsteuerung, die jedoch nicht prohibitiv sein dürfe; die dritte Priorität sei die reine Finanzierung der Netzkosten. In diesem Rahmen soll der BKZ ausschließlich für neue Projekte gelten, während für Bestandsanlagen ein uneingeschränkter Vertrauensschutz gelten müsse. Daneben wurden Freigrenzen gefordert.

7.5. Orientierungspunkte zur Kostenwälzung

- 138 Am 10.03.2026 hat die Beschlusskammer einen Expertenaustausch zur Kostenwälzung veranstaltet. In diesem wurden die Orientierungspunkte vorgestellt und die Marktbeteiligten erhielten die Gelegenheit, mittels Impulsvorträgen und in einer offenen Diskussionsrunde die Themen zu erörtern.
- 139 Nach der Veröffentlichung der Orientierungspunkte Kostenwälzung am 05.03.2026 und der Vorstellung der Inhalte im Expertenworkshop am 10.03.2026 hatten die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte bis zum 17.04.2026 Gelegenheit zur Stellungnahme. Es sind insgesamt 28 Stellungnahmen zum Orientierungspapier Kostenwälzung eingegangen. Es haben zwölf Netzbetreiber und Energieversorger, sechs

Verbände der Energiewirtschaft sowie zehn Verbraucher- und Industriekundenvertreter Stellung genommen.

- 140 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind veröffentlicht unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/A_gNes/start.html

7.5.1 Aktuelle Kostenwälzungssystematik

- 141 Ein Teil der Marktteilnehmer plädiert für die Beibehaltung der heutigen Kostenwälzung. Als wesentliche Argumente werden angeführt, dass die Umstellung auf ein letztverbrauchbasiertes Modell sehr aufwendig sei, ohne dabei klare Vorteile gegenüber dem aktuellen System zu bieten. Zudem wird gewarnt, dass bei einer Abkehr vom heutigen System Gleichzeitigkeitseffekte und die Kapazitätslenkungswirkung verloren gehen könnten, was das Risiko von Kapazitätsengpässen erhöht. Es sei zudem unklar, ob eine neue Kostenverteilung im Vergleich zur aktuellen Systematik tatsächlich ausgewogener wäre.
- 142 Als konkreter Alternativvorschlag innerhalb der bestehenden Systematik wird genannt, das Grundmodell aus Kapazitätspreis und Arbeitspreis auch direkt für die Abrechnung zwischen den Netzbetreibern anzuwenden. Dabei sollten die gemessene Bezugsleistung und die Bezugsarbeit herangezogen werden, wobei die Bezugsleistung der optimal bestellten Kapazität entsprechen und den tatsächlichen Bedarf widerspiegeln sollte.
- 143 Darüber hinaus wird betont, dass die EE-Mehrkostenwälzung als solidarisches Instrument zur Lastenverteilung in Regionen mit einem starken Ausbau erneuerbarer Energien erhalten bleiben sollte. Eine Reform der Kostenwälzung sollte nicht dazu führen, dass Letzt-verbraucher in EE-starken Netzgebieten überproportional belastet werden.

7.5.2 Alternative Wälzungsmechanismen

- 144 In den Stellungnahmen wird gefordert, dass die grundlegende Methodik zur Kostenwälzung zuerst festgelegt werden muss, bevor Einzelregelungen getroffen werden, da sie erhebliche Auswirkungen auf die gesamte Verteilung der Netzkosten habe. Viele Akteure bemängeln jedoch, dass belastbare quantitative Analysen zu den vorgeschlagenen Alternativen fehlen oder auf veralteten Daten beruhen, was eine

abschließende Bewertung der realen Auswirkungen erschwere und das Risiko unbeabsichtigter Fehlanreize berge. Zudem wird kritisiert, dass ein systematischer Vergleich mit alternativ vorgeschlagenen Methoden gar nicht möglich sei, da seitens der Behörde lediglich der netzbezogene Letztverbrauch modelliert wurde.

145 Zudem wird eine transparente Quantifizierung der Wirkungen aller neu vorgeschlagenen Modelle sowie eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse gefordert, die auch die Gesamtwirkung aller Änderungen und diskutierten Ansätze (wie z. B. die Auswirkung des Grundmodells auf den Status quo der Kostenwälzung) in den Blick nimmt.

146 Einige Stellungnahmen bringen als Alternative eine bundesweite Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte ins Spiel. Angesichts der angestrebten Zielkriterien wie Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Akzeptanz stelle die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte eine konsistente und zwingende Weiterentwicklung der bestehenden Systematik dar.

7.5.3 Bidirektionale Kostenwälzung

147 Die weit überwiegende Mehrheit der Akteure lehnt eine bidirektionale Kostenwälzung ab, da sie als zu komplex und administrativ zu aufwendig erachtet wird. Zudem gilt sie als sachlich ungeeignet, weil Netzkosten aus Sicht der Konsultationsteilnehmer primär durch das Vorhalten von Transportkapazität und nicht durch den Stromfluss per se entstehen. Es wird befürchtet, dass dieser Mechanismus zu einer Umverteilung der Kosten zu Lasten der Netznutzer der oberen Netz- und Umspannebenen führt und zusätzliche Tarifanomalien verursacht.

148 Vereinzelt wird die bidirektionale Kostenwälzung hingegen befürwortet, indem sie als verursachungsgerecht eingestuft wird. Die Einspeiseleistung trage aktiv zur Stabilisierung der übergeordneten Netzebenen bei. Die Umsetzung wird von den Befürwortern als technisch und administrativ umsetzbar angesehen, da die relevanten Messgrößen bereits heute erfasst und automatisiert verarbeitet werden könnten.

7.5.4 Anwendung der regulären Netzentgeltsystematik auf die Kostenwälzung

149 Eine Anpassung der Kostenwälzung an die neuen Komponenten der Entgeltstruktur (bestehend aus einem Kapazitätspreis auf Basis der vertraglichen Netzanschlusskapazität bzw. Mindestkapazität und einem Arbeitspreis) wird vereinzelt als naheliegende Lösung mit einem klaren Rahmen bewertet. Für die Abrechnung zwischen den Netzbetreibern würden dabei die gemessene Bezugsleistung und die Bezugsarbeit herangezogen. Die

abgerechnete Bezugsleistung sollte der optimal bestellten Kapazität entsprechen und damit den tatsächlichen Bedarf der Netzkunden widerspiegeln. Ein zusätzlicher Arbeitspreis 2 (AP2) könnte in dieser Systematik entfallen, da die Berücksichtigung der Höchstentnahmelast bereits eine optimal bestellte Kapazität darstelle.

7.5.5 Entkopplung der Kostenwälzung von der Entgeltstruktur

150 Die Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur und die damit einhergehende Unterscheidung zwischen Netznutzern und Weiterverteilern wird von mehreren Akteuren ausdrücklich befürwortet, da Weiterverteiler kaum direkten Einfluss auf ihre Kapazitäten oder Entnahmemengen haben und ihre Kosten ohnehin vollständig weiterreichen. Zudem wird argumentiert, dass eine Wälzung mit einem stabilen Wälzungsschlüssel eine sinnvolle Weiterentwicklung darstelle, da sie für Stabilität bei der Kostenverteilung Sorge und einer zunehmenden Entsolidarisierung entgegenwirke. Andere Stellungnahmen betonen jedoch, dass dieser Schritt erst dann verlässlich bewertet werden könne, wenn die genaue Ausgestaltung des zukünftigen Grundmodells bekannt sei. Es wird zudem die Frage aufgeworfen, warum eine Kapazitätsbestellung beim Netzkunden als sinnvoll erachtet wird, bei der Wälzung zwischen Netzbetreibern jedoch nicht.

7.5.5.1 Schlüsselung nach Kapazität

151 Ein kapazitätsbasierter Ansatz wird von einigen Marktteilnehmern als sachgerecht eingestuft, da er die fixkostengetriebenen Netzinfrastrukturkosten der Netzbetreiber überwiegend kostenreflexiv abbilde. Eine auf Kilowatt (kW) basierende Kostenwälzung wird einer rein arbeitsbasierten Variante vorgezogen, und die dafür notwendigen Daten lägen grundsätzlich vor und seien stabiler als reine Verbrauchswerte.

152 Als wesentlicher Nachteil wird jedoch der höhere Aufwand bei der Einführung eines solchen Schlüssels genannt, wenngleich dieser nur einmalig anfallen würde. Zudem wird kritisiert, dass die Daten zur technischen Netzanschlusskapazität (NAK) für die nachgelagerte Netzebene bisher nicht abrechnungsrelevant waren und daher oft nicht flächendeckend vorlägen. Die installierte Trafoleistung sei meist nur intern bekannt und entspreche nicht zwingend der technischen NAK. Bei fremden, nachgelagerten Netzbetreibern liege zudem in der Regel lediglich die vertraglich vereinbarte Anmeldeleistung vor.

7.5.5.2 Schlüsselung nach netzbezogenem Letztverbrauch

- 153 Der netzbezogene Letztverbrauch wird von einem Teil der Akteure als praktikable Größe befürwortet, da hierfür vorhandene Daten (wie Testierungen der Letztverbrauchsmengen) genutzt werden könnten, was eine stabile, planbare und transparente Kostenallokation ermögliche. Sofern eine hohe Korrelation zwischen den Verbrauchsmengen und den Kapazitäten der einzelnen Netzebenen besteht, stelle dieses Modell eine geeignete Annäherung an eine verursachungsgerechte und regional weniger unterschiedliche Kostenverteilung dar und könne zur Reduzierung von Tarifanomalien beitragen.
- 154 Demgegenüber stünden jedoch erhebliche Bedenken und Risiken: Es wird ein systemischer Bruch mit der avisierten Netzentgeltsystematik kritisiert. Während auf der Entnahmeseite zunehmend kapazitätsbezogene Signale gesetzt werden sollen, würde die Kostenwälzung weiterhin maßgeblich auf Arbeitsmengen basieren. Es wird argumentiert, dass durch das Fehlen von Gleichzeitigkeits- und Kapazitätssignalen Kapazitätsengpässe drohen. Vereinzelt wird angemerkt, dass für Verteilnetzbetreiber der Anreiz, erneuerbare Energien proaktiv in die Niederspannung zu integrieren, sinke. Zudem werden ungewollte Schiefstände befürchtet, wenn der Eigenverbrauch unberücksichtigt bleibt (wovon Regionen mit viel Eigenverbrauch einseitig profitieren) und in Regionen mit viel dezentraler Erzeugung die Kostenbelastung für industrielle Letztverbraucher und Endkunden steigen könnte.
- 155 Einige warnen zudem vor massiven Umverteilungseffekten: Zwar wird die Entlastung der oberen Netzebenen zur Korrektur bestehender Verzerrungen begrüßt. Jedoch dürfe dies nicht zu einer unverhältnismäßigen Mehrbelastung des Mittelstands und privater Haushalte auf den unteren Spannungsebenen führen. Kostensteigerungen könnten hier den Hochlauf von Wärmepumpen sowie der E-Mobilität finanziell ausbremsen.
- 156 Besonders kritisch wird die operative Umsetzbarkeit bei komplexen Anschluss- und Sonderkonstellationen bewertet (z. B. vermaschte Netze oder wenn ein Netzbetreiber zugleich vor- und nachgelagert ist). Dies führe zu erheblichen Informationsproblemen, einem immensen Abstimmungsaufwand und erfordere eine zentrale Datenplattform. Einige Seiten betonen, dass das Modell den Anspruch der Verursachungsgerechtigkeit in der Praxis nicht erfülle, sondern neue Unsicherheiten und massiven administrativen

Zusatzaufwand erzeuge. Zudem fehle bislang eine präzise und einheitliche Definition des netzbezogenen Letztverbrauchs.

7.5.6 Sonstiges zur Kostenwälzung

- 157 Bezüglich der Systemdienstleistungen (SDL) in der Übertragungsnetzebene wird gefordert, diese getrennt von den Netzentgelten in einer separaten Umlage für alle Letztverbraucher abzubilden, um eine verursachungsgerechte Zuordnung zu gewährleisten. Großer Klärungsbedarf bestehe zudem bei der Behandlung zukunftsrelevanter Technologien wie Batteriespeichern und Elektrolyseuren. Um Verzerrungen im Wälzungsschlüssel und eine einseitige Kostenverlagerung auf verbleibende Endverbraucher zu verhindern, wird vereinzelt gefordert, für Stromspeicher nur den Saldo aus Entnahmen und Einspeisungen anzusetzen.
- 158 In einigen Stellungnahmen werden für industriell geprägte Netze mit steuerbarer, dezentraler Erzeugung Sonderregelungen gefordert. Der netzentlastende Effekt lastnaher Einspeisung müsse angemessen berücksichtigt und von netzbelastenden Rückspeisungen abgegrenzt werden, indem auf den saldierten Lastgang abgestellt wird (z. B. Saldierung der Stromerzeugung von KWK-Anlagen mit dem Letztverbrauch in Industrienetzen).
- 159 Auch beim Bahnstrom sollten negative Auswirkungen vermieden werden: Eine Wälzung nach dem reinen netzbezogenen Letztverbrauch würde den Fahrstrombedarf so behandeln, als läge ein vollständiger Netzbezug vor. Dies vernachlässige die erhebliche Rückspeisung durch Rekuperation, bahneigene Erzeugungsanlagen sowie die Tatsache, dass Verkehrsunternehmen ihre Systemdienstleistungen weitgehend selbst erbringen und finanzieren, was zu massiven, ungerechtfertigten Kostensteigerungen und in der Folge zu höheren Fahrpreisen führen würde. Einige Marktteilnehmer wünschen sich eine sachgerechte Regelung für galvanisch getrennte, nicht dem 50-Hz-System zugehörige, Netze.
- 160 Hinsichtlich der Abrechnungsdaten wird gefordert, konsequent auf testierte Ist-Daten des Vorjahres abzustellen und auf einen aufwendigen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto zu verzichten. Unter den Marktakteuren herrscht Uneinigkeit über den richtigen Turnus zur Anpassung des Verteilungsschlüssels: Einige befürworten eine jährliche Anpassung, andere hingegen eine mehrjährige Fixierung. Mengen, die aufgrund gesetzlicher Regelungen oder Festlegungen der Bundesnetzagentur von Netzentgelten

befreit oder teilweise befreit sind, sollten nach Ansicht einiger Netzbetreiber explizit aus der Ermittlung des Wälzungsbetrages ausgeschlossen werden.

7.5.7 Abrechnungsrelevante Spannungsebenen

- 161 Für eine Abschaffung der Umspannebenen wird angeführt, dass dadurch Fehlanreize reduziert werden könnten und langfristig administrative Vereinfachungen zu erwarten seien. Gegen die Abschaffung der abrechnungsrelevanten Umspannebenen werden dagegen in den Stellungnahmen zahlreiche Argumente vorgebracht. Eine Zusammenlegung werfe komplexe eigentumsrechtliche, technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen auf und tangiere den Investitions- und Vertrauensschutz.
- 162 Insbesondere für Industriekunden, die einen Anschluss an eine Umspannebene benötigen, drohten erhebliche Nachteile, da sie mit den Kosten der nachgelagerten Ebene zusätzlich belastet würden, obwohl sie diese gar nicht nutzen, was dem Prinzip der Kostenreflexivität widerspreche. Zudem könnten Privilegien wie die Teilnahme am Momentanreservemarkt verloren gehen und das für die Flexibilitätsbereitstellung essenzielle Pooling (die gemeinsame Zusammenfassung von Entnahme- und Abnahmestellen auf gleicher Spannungsebene) blockiert werden. Auch ein Verlust der regionalen Lenkungswirkung bei knappen Kapazitäten wird befürchtet. Es wird betont, dass der erhebliche Umstellungsaufwand etablierter Prozesse in keinem ausgewogenen Kosten-Nutzen-Verhältnis stehe. Außerdem könnten Nachteile für angeschlossene Netznutzer mit singulär genutzten Betriebsmitteln entstehen.
- 163 Für die praktische Umsetzung im Falle einer Zusammenlegung müssten historisch gewachsene Anschlusskonstellationen mühsam aufgelöst, umfangreiche vertragliche Anpassungen vorgenommen und die IT-Abrechnungssysteme aller Netzbetreiber grundlegend modifiziert werden, was zu Ressourcenengpässen bei Softwareanbietern führen könnte. Eigentumsgrenzen und die technische Zuordnung von Bauteilen (wie Schaltern oder Sammelschienen) müssten zwischen den beteiligten Netzbetreibern geklärt werden.
- 164 Hinsichtlich des Zeithorizonts lehnt die Mehrheit eine Umsetzung im ersten AgNes-Schritt ab und fordert stattdessen, die abrechnungsrelevanten Umspannebenen beizubehalten. Sollte eine Abschaffung dennoch beschlossen werden, so sollte diese erst nach dem AgNes-Prozess (also nach 2029) erfolgen und rechtzeitig kommuniziert

werden. Vereinzelt wird jedoch gefordert, die Abschaffung konsequent bereits zum 01.01.2029 umzusetzen. Es wird zudem angemerkt, dass die Option bundeseinheitlicher Netzentgelte die komplexen eigentumsrechtlichen Fragen lösen würde, da die Erlösobergrenzen dann nicht mehr individuell je Netzbetreiber, sondern für ganz Deutschland gebildet würden.

7.6. Diskussionspapier und Orientierungspunkte zu den Industrienetzentgelten

165 Im Rahmen der Konsultation des Diskussionspapiers vom 24.09.2025 wurde branchenübergreifend das Vorgehen der Beschlusskammer begrüßt und einhellig die Wichtigkeit einer Nachfolgeregelung für Netzentgeltrabatte für die stromintensive Industrie betont. Der Fokus auf Abnahmeflexibilitäten sei notwendig und zukunftsorientiert, um die langfristige Effizienz der Stromnetze zu erhöhen. Dabei sei jedoch zu berücksichtigen, dass in einzelnen Branchen Abnahmeflexibilitäten nicht bzw. nur in engen Grenzen vorhanden seien.

166 Hinsichtlich des Orientierungspunktepapiers vom 22.04.2026 war die Resonanz auf das Vorgehen und die Reformgedanken der Beschlusskammer allgemein positiv. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung eines zukünftigen Modells wird in den Stellungnahmen u.a. mehrheitlich die nach wie vor bestehende Notwendigkeit einer Möglichkeit zur Zusammenfassung von mehreren Entnahmestellen eines Letztverbrauchers thematisiert. Darüber hinaus stand die Diskussion einer schrittweisen Einführung neuer Regelungen über einen angemessenen Zeitraum und das Erfordernis von Übergangsregelungen im Hinblick auf bestehende Sondernetzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV branchenübergreifend im Vordergrund.

7.7. Informationstermin Elektrolyseure

167 Die Beschlusskammer hat am 29.04.2026 einen Informationstermin zum Thema Netzentgelte für Elektrolyseure veranstaltet. Hintergrund war das gesteigerte Bedürfnis der betroffenen Stakeholder, den Stand der Überlegungen zu den Netzentgelten für Elektrolyseure zu erfahren. Die Beschlusskammer hat den Stand der Überlegungen in Form eines Webinars vorgestellt und konkrete Fragen an einzelne Teilnehmende gerichtet. Die Teilnehmenden wiesen auf die europäischen Vorgaben zur Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff (RFNBO-Kriterien) hin und betonten die starke Abhängigkeit des Entnahmeverhaltens davon. Daneben wurden Ausführungen zu dem Business-Case sowie dem Produktionsverhalten von Elektrolyseuren gemacht.

8. Vorstellung des Zwischenstands AgNes

¹⁶⁸ Am 27.05.2026 hat die Beschlusskammer den Zwischenstand der Überlegungen dargestellt, auf dessen Grundlage die beabsichtigte Festlegung im vorliegenden Verfahren in der Folgezeit erarbeitet werden sollte. Die Präsentation wurde der Öffentlichkeit über einen Livestream zugänglich gemacht.¹⁶ Folgende Abweichungen oder Konkretisierungen der Vorschläge aus den vorstehend dargestellten Papieren und Terminen wurden für den Festlegungsentwurf angekündigt:

- Die Beteiligung von Prosumern an den Netzkosten soll über einen Aufschlag auf den Grundpreis für Prosumer sichergestellt werden.
- Die Finanzierungsbeteiligung von netzgekoppelten Speichern erfolgt über ein Sondernetzentgelt in Form eines fixen Kapazitätspreises auf die Netzanschlusskapazität, der in der Höhe dem Kapazitätspreis für Einspeiser entspricht.
- Anlagengekoppelte Speicher werden jeweils mit der Anlage, an die sie gekoppelt sind, als Einspeiser oder als Letztverbraucher behandelt. Sofern sie als Letztverbraucher gelten, wird der Arbeitspreis nur auf letztverbrauchte Strommengen erhoben, nicht aber soweit der Speicher Strommengen bezieht und zeitversetzt wieder in das Netz zurückspeist.
- Die Finanzierungsbeteiligung von netzgekoppelten Speichern erfolgt über ein Sondernetzentgelt in Form eines fixen Kapazitätspreises auf die Netzanschlusskapazität, der in der Höhe dem Kapazitätspreis für Einspeiser entspricht.
- Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, werden ebenfalls über ein Sondernetzentgelt in Form eines fixen Kapazitätspreises auf die vertragliche Netzanschlusskapazität an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt. Andere Wasserstoffherstellungen unterliegen dem regulären Entgeltregime für Verbraucher.
- Der Vertrauensschutz im Hinblick auf Vollbefreiungen von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG für Speicher und Elektrolyseure wird nicht berührt. Alle Betreiber, die auf die Vollbefreiung vertrauen durften, werden diese im gesetzlichen Umfang erfahren. Kein Vertrauensschutz wird bestehen, sofern die endgültige Investitionsentscheidung für eine Anlage nach der Bekanntgabe der vorliegenden

¹⁶ <https://www.bundesnetzagentur.de/infotermin-agnes>.

Festlegung erfolgt. Insofern wird vorab bekannt sein, dass mit der Entgeltbefreiung nicht zu rechnen ist.

- Das dynamische Entgelt mit Anreizfunktion wird vorerst nicht für Letztverbraucher eingeführt. Für Speicher und Einspeiser erfolgt die Regelung in einer gesonderten Methodenfestlegung. Dabei wird in einem ersten Schritt zwischen 2030 und 2033 die Wirkung für Speicher und zeitversetzt für Einspeiser einsetzen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Formelle Rechtmäßigkeit

169 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

170 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung den Festlegungsentwurf am 06.08.2026 zur Konsultation gestellt. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen.

171 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2. Zuständigkeit

172 Die in dieser Festlegung getroffenen Entscheidungen fallen gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 2. Alt EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Es handelt sich grundsätzlich um eine bundesweit einheitliche Festlegung zu Regelungen zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der für den Netzzugang erhobenen Entgelte nach § 21 EnWG.

173 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Im Hinblick auf die Verfahrensregelungen (vgl. Tenorziffer 18) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG.

3. Ermächtigungsgrundlage

174 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 3 EnWG, § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG sowie § 40 Abs. 5 EnWG.

175 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier allen Elektrizitätsversorgungsnetzen, oder gegenüber sonstigen Verpflichteten erfolgen.

4. Europäischer Rechtsrahmen

- 176 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitätsverteilernetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen, Art. 59 Abs. 1 lit. a) RL (EU) 2019/944. Unter diese Zuständigkeit ist sowohl die Regelung der Netzentgeltsystematik als auch der Methoden zur Ermittlung der zulässigen Erlöse, die bei der Netzentgeltermittlung einkalkuliert werden können, zu subsumieren. Den Regulierungsbehörden wird dabei durch den sekundärrechtlichen Gesamtrahmen materiell wie auch bei der Verfahrensgestaltung weites Ermessen zugebilligt.
- 177 In den Verfahren RAMEN und StromNEF hat die Beschlusskammer in Ausübung ihres Ermessens für die Regulierung von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern eine Anreizregulierung respektive die Grundsätze der Netzkostenermittlung durch die BNetzA festgelegt, deren Regelungen grundsätzlich ab dem 01. Januar 2029 Anwendung finden sollen. Im gesonderten Verfahren für einen Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber, der ebenfalls grundsätzlich ab dem 01. Januar 2029 Anwendung finden soll, beabsichtigt die Beschlusskammer in diesem Jahr eine Festlegung zu erlassen. In der vorliegenden Rahmenfestlegung wird – darauf aufbauend – eine allgemeine Netzentgeltsystematik für Elektrizitätsnetzbetreiber festgelegt, anhand derer auf Grundlage der aus den vorstehend erwähnten Festlegungen ermittelten Netzkosten Netznutzungsentgelte gebildet werden sollen. Auch im Hinblick auf diesen Teilaspekt der Regulierungszuständigkeit nach Art. 59 Abs. 1 lit. a) RL (EU) 2019/944 hat die Beschlusskammer ein weites Ermessen. Gleichwohl bestehen gewisse Leitplanken. Diese ergeben sich teils aus speziellen materiellen Regelungen, teils aus den Normen, die die Ziele und der Regulierungsbehörden regeln, sowie teilweise aus generellen Regelungen und Prinzipien des europäischen Rechts. Nachfolgend werden die sich aus der Rechtsordnung der Europäischen Union ergebenden materiellen Vorgaben, die für die vorliegende Festlegung Relevanz haben, zusammenfassend dargestellt. Dabei wird das vielschichtige Regelwerk im Interesse der Übersichtlichkeit und in Anlehnung an das Diskussionspapier „Rahmenfestlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)“¹⁷ aus dem Mai 2025 nach den Vier Oberbegriffen „Kostenorientierung“, „Finanzierungsbeteiligung“, „Anreizfunktion“ und „Umsetzbarkeit“ strukturiert.

¹⁷ Aufrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf?__blob=publicationFile&v=9. Vgl. zu den Zielbestimmungen S. 11.

4.1. Kostenorientierung

178 Nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 VO (EU) 2019/943 müssen die Netzentgelte kostenorientiert sein. Der Grundsatz der Kostenorientierung betrifft die Funktion der Netzentgelte als Mittel zur Deckung der Netzkosten. Konkretisiert wird dies in Art. 18 Abs. 2 lit. a) VO (EU) 2019/943, wonach die Tarifmethoden die Fixkosten des Netzes widerspiegeln und sowohl die Kapital- als auch die Betriebskosten berücksichtigen. Es dürfen keine Kosten in die Netzentgelte gewälzt werden, die dem Netz nicht zuzuordnen sind. Insofern baut die vorliegende Festlegung auf den Festlegungen des NEST-Prozesses auf, in denen Regelungen für die Ermittlung der Netzkosten geschaffen wurden, die allein maßgeblich für den Kostenumfang sind, der durch die Netzentgelte abgedeckt werden kann.

179 Dem Grundsatz der Kostenorientierung inhärent ist aber umgekehrt auch das Erfordernis, dass die Netzentgeltsystematik die Erfüllung der Finanzierungsfunktion der Netzentgelte ermöglicht. Die Netzbetreiber müssen die ihnen entstehenden Kosten durch die Netzentgelte decken können. Dies ist aus Sicht der Beschlusskammer einer der wesentlichen Zwecke der Netzentgeltsystematik. Dabei müssen die Netzbetreiber diskriminierungsfrei vorgehen. Kostenorientierung meint auch, dass Kosten den richtigen Kostenstellen und -trägern zugeordnet werden und – sofern erforderlich – sachgerechte Kostenschlüssel Anwendung finden.

4.2. Finanzierungsbeteiligung

180 Unter den Begriff der Finanzierungsbeteiligung fasst die Beschlusskammer jene Regelungen und Zielvorgaben, die sich mit der Netzkostentragung durch den einzelnen Netznutzer befassen. Zu beachten ist insofern zunächst der Grundsatz der Kostenreflexivität, der in Art. 18 Abs. 3 2019/943 ausdrücklich Niederschlag findet. Nach der Norm müssen die Netzentgelte „dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur“ Rechnung tragen. Das Netznutzungsverhalten muss mithin eine Relevanz für die Höhe der Netzentgelte haben. Dementsprechend können Netzentgeltprivilegien nicht ohne Gegenleistung gewährt werden. So dürfen die Netzentgelte nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 2 VO (EU) 2019/943 keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen. Dieser Grundsatz deckt sich mit der beihilferechtlichen Anforderung einer marktgerechten Gegenleistung für staatliche

Zuwendungen, die Teil der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission ist und durch den EuGH Anerkennung findet.

181 Der Grundsatz der Kostenreflexivität gilt jedoch schon deshalb nicht uneingeschränkt, weil ein erheblicher Teil der Netzkosten aus Fixkosten besteht, die durch das Verhalten einzelner Netznutzer nicht beeinflusst und dementsprechend auch keinen einzelnen Netznutzern zugeordnet werden können. Er ist dahingehenden zu verstehen, dass die Entgeltbelastung in einem angemessenen Verhältnis zur Kostenverursachung stehen muss. Darüber hinaus bedarf es einer Abwägung mit weiteren europarechtlichen Grundsätzen. Von Bedeutung ist etwa die Wahrung der Kostentragfähigkeit und dem damit eng verwandten Grundsatz des Verbraucherschutzes. Netzentgelte haben eine wesentliche Bedeutung für den Zugang zu Elektrizitätsversorgung, bei dem es sich um eine sog. Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse handelt, zu denen der Zugang gemäß Art. 36 GRCh anerkannt und geachtet wird. Dies ist dann nicht gewährleistet, wenn die Netzentgelthöhe den Zugang zu Elektrizität faktisch ausschließt. Die Netzentgelte müssen für den Netznutzer also tragfähig bleiben. Speziell im Hinblick auf Verbraucher gilt das Erfordernis der Kostentragfähigkeit der Netzentgelte zudem, weil der Verbraucherschutz nach Art. 12 AEUV ein Primärrechtsprinzip ist, dass im Hinblick auf die Elektrizitätsnetzregulierung vielfach sekundärrechtlich wiederholt wird. So zählt es nach Art. 59 Abs. 1 lit. r) RL (EU) 2019/944 zu den Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden, dazu beizutragen, dass Maßnahmen zum Verbraucherschutz wirksam sind und durchgesetzt werden. Und nach Art. 1 lit. e) VO (EU) 2019/943 zählt es zu den Zielen, die Verbraucher zu befähigen, ihre Energiekosten bezahlbar zu machen.

4.3. Anreizfunktion

182 Von wesentlicher Bedeutung für die Netzentgeltsystematik ist auch die Anreizfunktion der Netzentgelte. Der Netzentgeltsystematik werden im Sekundärrecht verschiedene Ziele zugewiesen, die es über Preissignale zu fördern gilt. Von herausragender Bedeutung ist insofern die Netzkosteneffizienz. Zu den Zielen der Regulierung zählen gemäß Art. 58 lit. d) RL (EU) 2019/944 Beiträge zur möglichst kosteneffizienten Verwirklichung der Entwicklung sicherer, zuverlässiger, effizienter und diskriminierungsfreier Systeme. Solche Beiträge sind insbesondere auch im Rahmen der Entwicklung der Netzentgeltsystematik zu leisten. So muss die Netzentgeltsystematik nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 VO (EU) 2019/943 langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen. Gemäß Art.

18 Abs. 3 VO (EU) 2019/943 sind erforderlichenfalls Anreize zur Senkung der Redispatchkosten und des Netzausbaubedarfs zu setzen.

183 Ein weiteres Ziel der Netzentgeltsystematik, das durch entsprechende Anreizsetzung gefördert werden kann, liegt in der Integration erneuerbarer Energien und der daraus resultierenden positiven Effekte auf den Strommarkt. Die Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zählt nach Art. 58 lit. d) RL (EU) 2019/943 zu den Zielen der Regulierung. Dieses Ziel ist nach Art. 18 Abs. 2 lit. b) VO (EU) 2019/943 ausdrücklich auch über die Netzentgeltsystematik zu verfolgen. Auch sofern Anreize zur Integration erneuerbarer Energien nicht in die Netzentgeltsystematik integriert werden sollten, darf sie jedenfalls Systeme für Lastverlagerung von Spitzenzeiten in Nebenzeiten durch Endkunden unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Energie aus erneuerbaren Quellen nicht hemmen, Anhang XIII Nr. 2 lit. b), VO (EU) 2023/955.

184 Weiterhin zu berücksichtigen ist der Grundsatz der Energieeffizienz, deren Förderung ebenfalls nach Art. 58 lit. d) RL (EU) 2019/944 zu den Zielen der Regulierung zählt. Nach Art. 58 lit. f) RL (EU) 2019/944 ist dabei sicherzustellen, dass für Netznutzer insbesondere auch Anreize zur Energieeffizienz bestehen.

185 Die vorgenannten Ziele können dabei in der Netzentgeltsystematik nicht in allen Fällen gleichrangig behandelt werden, da sie einander teilweise auch entgegen zu laufen vermögen. Insofern ist eine Abwägung erforderlich.

4.4. Umsetzbarkeit

186 Unter den Begriff der Umsetzbarkeit fasst die Beschlusskammer jene Regelungen zusammen, die die Nachvollziehbarkeit und Administrierbarkeit für Netzbetreiber und Netznutzer betreffen. Von Bedeutung ist insofern zunächst der Grundsatz der Transparenz der Netzentgeltsystematik nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 VO (EU) 2019/943. Die Netzentgeltsystematik muss, um diesem Grundsatz gerecht zu werden, öffentlich zugänglich sein und sollte möglichst verständlich sein. Zwar kann angesichts der Komplexität des Energieversorgungssystems und der Herausforderungen der Regulierung nicht gewährleistet werden, dass die Methoden zur Netzentgeltermittlung für den Laien ohne Weiteres in jedem Aspekt nachvollziehbar sind. Jedoch muss die Transparenzwahrung in der Abwägung immer mitberücksichtigt und von vermeidbaren Komplexitätssteigerungen und bürokratischen Hürden abgesehen werden. Auch insofern spielt der oben bereits erwähnte Aspekt des Verbraucherschutzes eine Rolle. Hinzukommt, dass unverhältnismäßige Komplexität der

Entgeltsystematik auch den Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber zu steigern vermag, weshalb sie dem Grundsatz der Effizienz des Netzbetriebs zuwiderlaufen kann.

5. Nationaler Rechtsrahmen

187 Der Gesetzgeber hat die europarechtlichen Vorgaben in den §§ 1, 21, 21a EnWG umgesetzt, die wiederum, der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs entsprechend, weitreichende Festlegungsermächtigungen für die Bundesnetzagentur vorsehen. Gemäß § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a) EnWG kann die Bundesnetzagentur insbesondere Regelungen treffen zur verursachungsgerechten und sachgerechten Verteilung von Netzkosten auf verschiedene Nutzergruppen sowie zur Setzung von Anreizen zu Netzentlastung und zur Beschleunigung des Netzausbaus, zur Effizienz und Flexibilität bei Energieeinspeisung und -verbrauch. Dabei kann sie gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 EnWG von den Vorgaben einer Rechtsverordnung nach § 24 in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung abweichen oder ergänzende Regelungen treffen.

§ 1 Abs. 1 EnWG normiert die Zwecke und Ziele der Energiewirtschaft. Demnach ist das Ziel eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente umweltfreundliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität. Prinzipien des europäischen Rechts wiederholend stellt § 1 Abs. 1 S. 1 Hs. 1 EnWG fest, dass die Entgelte für den Netzzugang angemessen, transparent und diskriminierungsfrei sein müssen. Weitere bereits im europäischen Recht angelegte Anforderungen und Zielbestimmungen, die im nationalen Rechtsrahmen klarstellend benannt werden, sind die Bindung an den Grundsatz der Kostenorientierung (§ 21 Abs. 1 S. 1 Hs. 2 EnWG) sowie die Setzung von Anreizen zu einem Verhalten einem Verhalten, das sich netzkostensenkend auswirkt oder die Kosten des Energieversorgungssystem insgesamt senkt (§ 21 Abs. 1 S. 6 EnWG).

6. Anwendungsbereich der Festlegung (Tenorziffer 1)

6.1. Sachlicher und persönlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 1.1)

188 Diese Festlegung regelt die Methoden zur Bestimmung der von Netznutzern zu entrichtenden Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungsnetzen (vgl. § 3 Nr. 16 EnWG) und Elektrizitätsverteilernetzen (vgl. § 3 Nr. 9 EnWG). Das heißt insbesondere, dass auch geschlossene Verteilernetze im Sinne des § 110 EnWG erfasst sind. Der sachliche und persönliche Anwendungsbereich ist insofern deckungsgleich mit dem Anwendungsbereich

derjenigen Vorschriften der StromNEV, die die Netzentgeltbildung im engeren Sinne betreffen. Auch der Netznutzerbegriff bleibt insoweit unverändert.

189 Gemäß Tenorziffer 18 berühren die Verfahrensvorschriften 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. Gleichwohl werden diese Annex-Fragen von der Großen Beschlusskammer zumindest für die insoweit adressierten Netzbetreiber geregelt. 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.

190 Ziffer 1.2 Satz 2 stellt klar, dass andere als in dieser oder in weiteren Festlegungen der Bundesnetzagentur geregelte Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsnetzen unzulässig sind. Dies geht auf die ausschließliche Zuständigkeitszuweisung für die Regelung der allgemeinen Netzentgeltsystematik an die Bundesnetzagentur hervor, die sich aus § 21 Abs. 2 S. 1 i.V.m. § 54 Abs. 3 S. 2 EnWG ergibt und europarechtlich entsprechend durch Art. 59 Abs. 1 lit. a) RL (EU) 2019/944 vorgezeichnet ist. Zudem dient die Klarstellung der Transparenz und Klarheit hinsichtlich der anzuwendenden Netzentgeltsystematik.

191 Folgende Regelungen im Hinblick auf Netznutzungsentgelte werden nach derzeitigem Stand für weitere geplante Festlegungen vorgesehen:

- Eine Methodenfestlegung für ein Sondernetzentgelt zum Anreiz von Flexibilität durch Industriebetriebe

192 Folgende Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsnetzen sind nicht Gegenstand dieser Festlegung und dürfen von den Netzbetreibern daher (spätestens ab dem 01. Januar 2029) nicht erhoben werden:

- Tages- und Monatsleistungspreise nach §§ 17 Abs. 6, 19 Abs. 1 StromNEV. Die intendierten Folgen dieser Sonderentgelte können über das System der Tenorziffern 8.4 und 8.5 angemessen abgebildet werden.

- Landstromentgelte nach § 17 Abs. 8 StromNEV. Auch insofern können die intendierten Folgen dieser Regelung über das neu geschaffene KP-AP1-AP2 System angemessen abgebildet werden.
- Entgelte für dezentrale Einspeisung gem. § 18 StromNEV.
- Entgelte für singular genutzte Betriebsmittel gem. § 19 Abs. 3 StromNEV. Diese kommen bereits durch die Festlegung BK8-25-003-A zwischen Netzbetreibern ab dem 1.1.2026 nicht mehr zur Anwendung und gehen in der neuen Kostenwälzungssystematik auf. Ob zum 1.1.2029 eine Nachfolgeregelung für singular genutzte Betriebsmittel gegenüber Letztverbrauchern für bestimmte Konstellationen erforderlich ist, bleibt einer gesonderten Prüfung vorbehalten.
- Speichernetzentgelte nach § 19 Abs. 4 StromNEV. Die vorliegende Festlegung enthält neue Entgeltbildungsregelungen für Stromspeicher, die eine solche Sonderregelung, die am 31.12.2028 ohnehin außer Kraft tritt, überflüssig machen.
- Sog. „Netzreservekapazität“. Diese Form der Netzentgeltrabattierung zur Vermeidung hoher Leistungsentgelte, die beim Ausfall von Erzeugungsanlagen in Eigenverbrauchskonstellationen oder beim erhöhten Bezug vom vorgelagerten Netzbetreiber entstehen konnten, wurde zwar als ungeschriebenes, optionales Instrument anerkannt, –ist vor dem Hintergrund des Systemwechsels bei der Netzentgeltbildung jedoch hinfällig.

193 Methodenfestlegungen zur Erhebung von Baukostenzuschüssen sind beabsichtigt. Zu Netzanschlusskostenbeiträgen ist derzeit keine Festlegung beabsichtigt. Beide sollen gegenüber einschlägigen Anschlussnehmergruppen weiterhin erhoben werden. Um Missverständnissen entgegenzuwirken weist die Beschlusskammer darauf hin, dass Regelungen zu Baukostenzuschüssen von der Regelungskompetenz der Bundesnetzagentur umfasst sind.

6.2. Zeitlicher Anwendungsbereich (Tenorziffer 1.2)

194 Die Netzentgelte werden ab dem 01.01.2029 nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21 Abs. 3 EnWG gebildet und abgerechnet. Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der Festlegung ist allerdings vorgelagert. Die eigentliche Ermittlung der Netzentgelte erfolgt vor der Anwendung gegenüber den Netznutzern. So werden mit einigen Monaten Vorlauf und über die Netzebenen kaskadierend Netzentgelte kalkuliert und den

Netzkunden zur Kenntnis gegeben. Der Systematik folgend werden die Regelungen dieser Festlegung also nicht erst nach Außerkrafttreten der StromNEV wirksam, sondern beanspruchen zeitlich bereits vor dem 01.01.2029 Geltung mit Auswirkungen auf die Netzentgelte ab dem 01.01.2029 (vgl. auch Tenorziffer 20).

7. Grundsätze der Kostenverteilung (Tenorziffer 3)

195 Tenorziffer 3 gibt die Prinzipien der Verteilung der nach der Festlegung RAMEN Strom ermittelten Netzkosten auf die Haupt- und Nebenkostenstellen vor. Dies gilt auch für Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenzen bestimmt werden können und vorübergehend bis zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung unterliegen. Zur Gewährleistung einer kosteneffizienten Regulierung sind die bei der Kostenverteilung in Anwendung gebrachten Schlüssel nach Satz 4 für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Die Dokumentation der Schlüssel soll zudem die Missbrauchsaufsicht der Regulierungsbehörde in diesem Bereich erleichtern.

8. Kostenstellen (Tenorziffer 4)

196 Tenorziffer 4 sieht eine vollständige Verteilung der Kosten auf die in Anlage 1 zu dieser Festlegung spezifizierten einheitlichen Haupt- und Nebenkostenstellen vor, die sich mit den in der StromNEV geregelten Kostenstellen decken und sich an den praktizierten Abgrenzungen orientieren. Die Unterteilung der Hauptkostenstellen in Nebenkostenstellen ist eine erforderliche Präzisierung zur Durchführung netzbetreiberübergreifender Vergleiche.

9. Kostenwälzung (Tenorziffer 5)

9.1. Einführung

197 Die vertikale Kostenwälzung dient dem Ziel, eine möglichst verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten auf die unterschiedlichen Netz- und Umspannebenen und die dort angeschlossenen Netznutzer zu gewährleisten.

198 Im bisherigen Netzentgeltsystem nach der StromNEV werden die Kosten der Netz- und Umspannebenen beginnend bei der Höchstspannung jeweils anteilig auf Letztverbraucher und die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene nach dem Top-down-Prinzip weitergewälzt. Diese vertikale Kostenwälzung erfolgt in der Weise, dass Betreiber nachgelagerter Netze grundsätzlich die gleichen Entgeltkomponenten an den

Betreiber des vorgelagerten Netzes zahlen wie die daran direkt angeschlossenen Letztverbraucher (also den Leistungspreis größer/kleiner 2.500 Benutzungsstunden und entsprechende Arbeitspreise). Für nachgelagerte Netz- und Umspannebenen innerhalb des Netzes eines Netzbetreibers erfolgen diese Entgeltzahlungen zwar nicht explizit, werden aber in der internen Kostenzuordnung berücksichtigt, so dass sich die gleiche Wirkung ergibt wie an der Grenze zwischen einem vor- und einem nachgelagerten Netzbetreiber. Vielfach beinhaltet das heutige Entgeltsystem zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern auch Sonderregelungen der Entgeltsystematik, wie Entgelte für singulär genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 Strom NEV oder Pooling nach § 17 Abs. 2a StromNEV sowie entsprechende Kombinationen. Durch den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 16.09.2025 (BK8-25-003-A) kommen die Entgelte für singulär genutzte Betriebsmittel für Netzbetreiber zum 01.01.2026 allerdings nicht mehr zur Anwendung. Für Netze gleicher Spannungsebenen, bei denen Verteilnetzbetreiber beim vorgelagerten Netzbetreiber in derselben Netzebene angeschlossen sind, kommen gem. § 14 Abs. 2 Satz 3 StromNEV bislang ebenfalls eigene Sonderregelungen zum Tragen (sog. Pancaking).

199 Die Kostenwälzung nach § 14 StromNEV beruht also – sei es zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern oder zwischen den von einem Netzbetreiber betriebenen Ebenen – auf den gleichen Entgeltkomponenten, die auch von Letztverbrauchern gezahlt werden. Diese Entgeltkomponenten beziehen sich auf die tatsächlichen, messtechnisch erfassten Stromflüsse zwischen den Netz- und Umspannebenen. Diese Stromflüsse und somit auch die einer unterlagerten Ebene zugewälzten Kosten nehmen ab, wenn in der unterlagerten Ebene Erzeugungsanlagen zugebaut werden und dezentral einspeisen.

200 Bei Einführung bzw. Fortführung dieser Systematik wurde unterstellt, dass die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in nachgelagerten Ebenen zumindest tendenziell zu einer Absenkung der Kosten vorgelagerter Ebenen führt. In einer integriert geplanten und geführten Struktur von Netz und Einspeisung war dies auch eine berechnete Annahme. Nach der rechtlichen und operativen Entflechtung von Netz, Versorgung und Erzeugung ist dies allenfalls bei geringen Durchdringungen mit Erzeugungsanlagen und auch dann nur in geringem Umfang der Fall, weil ansonsten Netzkapazität auch für Situationen mit niedrigem Erzeugungsdargebot vorgehalten werden muss. Im Gegenteil hat sich gezeigt, dass der Erzeugungszubau mit Anschluss an die Verteilernetze zu

erheblichem Netzausbaubedarf auf allen Netzebenen einschließlich des Übertragungsnetzes führen kann, weil Netzkapazität für Rückspeisungen und für veränderte großräumige Transportbedarfe benötigt wird.¹⁸

- 201 Die Systematik nach § 14 StromNEV führt daher zu einer regional nicht sachgemäßen Kostenbeteiligung von Verbrauchern in nachgelagerten Verteilernetzen an den Kosten der vorgelagerten Netze: In Netzen mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung erfolgen mittlerweile vergleichsweise geringe Strombezüge aus den vorgelagerten Netzebenen. Dies führt dazu, dass Netze mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung unterproportional zur Tragung der Kosten vorgelagerter Netze beitragen. Gleichzeitig werden deren Kosten hierdurch nicht signifikant reduziert. Aufgrund hoher Rückspeisungen in vorgelagerte Netze verursacht ein hoher Anteil an dezentraler Erzeugung bisweilen sogar deutliche Mehrkosten. Des Weiteren muss von vorgelagerten Netzbetreibern unabhängig von der dezentralen Erzeugung entsprechende Netzkapazität vorgehalten werden, um in sogenannten Dunkelflauten oder dem technischen Ausfall von dezentralen Anlagen weiterhin ein zuverlässiges Netz zu gewährleisten.
- 202 Zudem greifen Netzgebiete mit einer hohen dezentralen Erzeugungsdurchdringung weiterhin zur vollständigen Abdeckung ihrer Versorgungsaufgabe auf Leistungen des Übertragungsnetzes zurück. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in der deutschen und europäischen Elektrizitätswirtschaft eine systemrelevante Position ein; sie sind insbesondere für die Systemstabilität des Netzes verantwortlich. Zu deren Aufrechterhaltung werden eine Reihe an Maßnahmen durchgeführt, wie z.B. Redispatch oder Regelleistungsbereitstellung (Systemdienstleistungen). Diese dienen der für alle nachgelagerten Verteilernetze zwingend notwendigen Frequenzhaltung. Der Betrieb nachgelagerter Verteilernetze wäre ohne diese Systemdienstleistungen und ihre Einbindung in ein deutschlandweites Netz nicht möglich. Netzgebiete mit einem hohen Ausmaß an dezentraler Erzeugung profitieren in gleichem Umfang von den durch die Übertragungsnetzbetreiber erbrachten Systemdienstleistungen, tragen jedoch zur Deckung dieser Kosten immer weniger bei. Auch über die Systemdienstleistungen hinaus spielt das Übertragungsnetz eine für die bundesweiten Verteilernetze übergeordnete Rolle. Ohne die Fähigkeit zur Aufnahme großer, durch dezentrale Erzeugung bedingte

¹⁸ Vgl. Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik 2026, S. 163.

Rückspeisungsmengen und zum Abtransport dieser Energiemengen in andere Regelzonen oder die jederzeitige Versorgung aus dem vorgelagerten Netz wären die Verteilernetze zu eigenen Systemdienstleistungen aus der regionalen oder lokalen Leistungsbilanz verpflichtet. Dies würde zu volkswirtschaftlich dramatisch höheren Netzkosten führen, als die bundesweit bzw. gebotszonenweit vernetzte Versorgungssicherheit.

203 Die aktuelle Methode der Kostentragung erhöht zudem die Wahrscheinlichkeit von sog. Tarifanomalien, bei denen das Netzentgelt auf einer nachgelagerten Ebene trotz Kostenwälzung geringer ausfällt als auf einer vorgelagerten Ebene. Mit dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit der Kosten ist es nur schwer zu vereinbaren, wenn die Nutzung von mehr Infrastruktur preiswerter ist als die Nutzung von weniger Infrastruktur. Darüber hinaus entstehen Fehlanreize für Netzanschlussbegehren, wodurch sich neben dem bereits identifizierten Ausbaubedarf (insbesondere in den höheren Netzebenen) auch Ausbaubedarf auf tieferen Netzebenen ergeben kann, der volkswirtschaftlich ineffizient ist.

204 Dabei muss die hier gewählte Wälzung der vorgelagerten Netzkosten im Zusammenhang mit der Festlegung der Bundesnetzagentur zur Verteilung von EE-Mehrkosten (Az. BK8-24-001-A) betrachtet werden. Diese entlastet Regionen mit besonders starkem Ausbau Erneuerbarer Energien von Mehrkosten für den Netzausbau, der für die Integration der dezentralen Einspeisung in den bundesweiten Strommarkt erforderlich sind. Es hat sich im Zuge der Diskussion herausgestellt, dass dieser Mechanismus auch im Rahmen der neuen Entgeltsystematik fortbestehen muss, um die erzeugungsseitigen Netzausbaukosten in Verteilernetzen angemessen zu verteilen.

205 Vor diesem Hintergrund besteht in Übereinstimmung mit dem Gutachter daher Reformbedarf bei der vertikalen Kostenwälzung. Hierzu wurden verschiedene Optionen untersucht. Neben der Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur, wurden insbesondere die Anpassung der Kostenwälzung an die vorgeschlagene neue Netzentgeltstruktur und die Einführung einer in der Vergangenheit bereits verschiedentlich vorgeschlagenen bidirektionalen Kostenwälzung erwogen (vgl. auch Kostenwälzung: Orientierungspunkte der BNetzA, 05.03.2026).

206 Mit Tenorziffer 5 führt die Beschlusskammer eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur in Form einer Wälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch

ein. Für diese Form der vertikalen Kostenwälzung sprechen vielfältige und im Ergebnis die überlegenen Gründe. Zunächst kann die neue Kostenwälzung in Bezug auf die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber als kostenreflexiv angesehen werden. Es sind nicht primär die Netzbetreiber, die über die Dimensionierung des Netzes entscheiden, sondern die Netzbezüge der Netznutzer. Daher ist die von Netznutzern bezogene Energiemenge eine gute Schlüsselungsgrundlage, um die vorgelagerten Netzkosten zu verteilen. Zudem beruht der Mechanismus auf einer eindeutig messbaren Größe, die von der Entwicklung der dezentralen Erzeugung unabhängig ist und somit eine über die Zeit deutlich stabilere Kostenallokation ermöglicht. Durch einen regional ähnlichen spezifischen Finanzierungsbeitrag (ct/kWh) kann eine gleichmäßige regionale Verteilung der Kosten vorgelagerter Netze erreicht werden. Schließlich werden Tarifanomalien sowie unsachgerechte Gestaltungsspielräume und Anreize durch diese Form der vertikalen Kostenwälzung weitgehend vermieden.

207 Die neue Kostenwälzungsmethodik anhand des netzbezogenen Letztverbrauchs stellt eine sinnvolle Ergänzung der im Jahr 2025 eingeführten EE-Netzkostenverteilung (BK8-24-001-A) dar. Denn der in 2025 etablierte EE-Mehrkostenausgleich trägt zu einer sachgerechteren Verteilung von EE-bedingten Netzkosten bei, indem er insbesondere in Regionen, in denen ein außerordentlich hoher Anteil an erneuerbarer Erzeugung mit einer im Vergleich geringen Last einhergeht, eine pauschale bundesweite Verteilung der zusätzlichen Kosten aus der Integration von erneuerbaren Energien bewirkt. Der Mechanismus betrachtet jedoch nur die eigenen Kosten einer Netzebene und wird ohne vorgelagerte Netzkosten bestimmt. Daher ändert er nichts daran, dass sich Verteilnetzgebiete mit hoher dezentraler Erzeugungsdurchdringung unterproportional an den Kosten vorgelagerter Netz- oder Umspannebenen beteiligen.

208 Zudem steht in rechtlicher Hinsicht der Grundsatz der Kostenorientierung der Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur in Form einer Wälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch nicht entgegen.

209 Wie bereits zuvor erläutert, dient die vertikale Kostenwälzung einer verursachungsgerechten Verteilung der Netzkosten auf die unterschiedlichen Netz- und Umspannebenen und die dort angeschlossenen Netznutzer. Da sowohl im Zusammenhang mit der Einspeisung als auch der Entnahme von Strom in der Regel nicht nur die Anschlussebene, sondern auch vorgelagerte Netz- und Umspannebenen in

Anspruch genommen werden, entspricht es dem Grundsatz der Kostenorientierung, wenn bei der Netzentgeltbildung auch die Kosten der weiteren genutzten Ebenen anteilig berücksichtigt werden.

210 Aus dem Grundsatz der Kostenorientierung ergibt sich keine konkrete Vorgabe, auf welchen Parametern die Bemessung der Inanspruchnahme der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen beruhen muss.

211 Der Ansatz nach Tenorziffer 5 bildet die Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes über die bezogene Energiemenge der jeweiligen Netznutzer des nachgelagerten Netzes ab. Ebenso wie im vorgelagerten Netz wird damit auf das Bezugsverhalten der einzelnen Netznutzer abgestellt. Angesichts der großen Nutzerkollektive (alle Letztverbraucher im nachgelagerten Netz) werden die kollektiven Benutzungsdauern zudem weniger stark differieren als zwischen einzelnen Netznutzern, sodass kapazitäts-, leistungs- oder arbeitsbezogene Schlüsselungen nur zu geringeren Abweichungen führen. Dieser Zusammenhang ließ sich in der Analyse einer Stichprobe von fünf großen Verteilernetzbetreibern bestätigen.

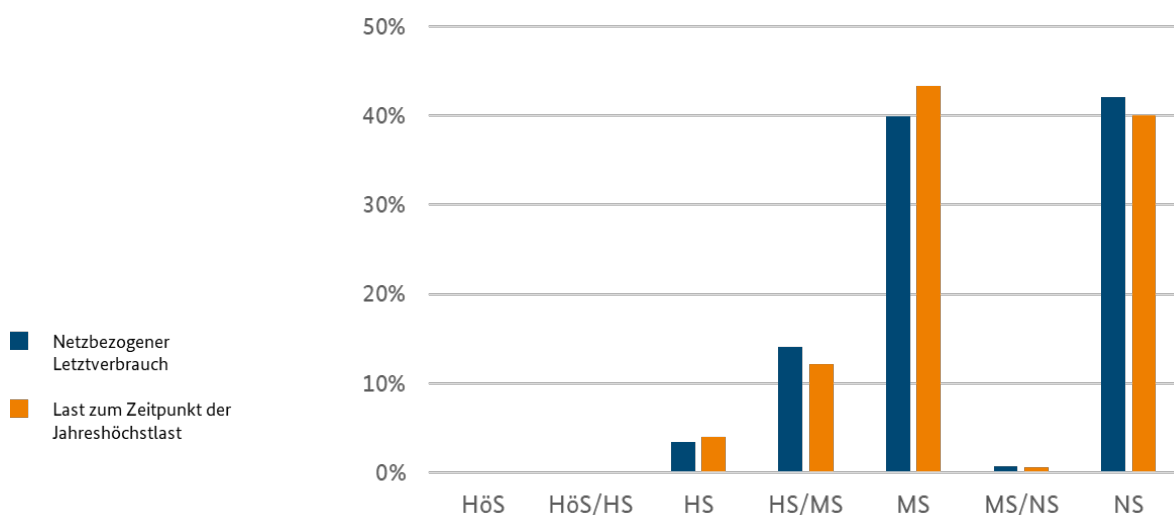


Abbildung 1

212 Die Abbildung zeigt, wie sich der Stromverbrauch in Deutschland auf die verschiedenen Spannungsebenen verteilt. Die Daten stammen von fünf repräsentativen Stromnetzbetreibern. Untersucht wurde zweierlei, einmal der Parameter netzbezogener Letztverbrauch (Wie viel Strom insgesamt in der Netzebene verbraucht wurde) und der Parameter Jahreshöchstlast (Der aktuell noch abrechnungsrelevante Moment im Jahr, in

dem am allermeisten Strom gleichzeitig bezogen wurde). Im Ergebnis zeigt sich: Die beiden Parameter verhalten sich auf allen Ebenen nahezu identisch. Daher ist es für die Berechnung der Verteilung von vorgelagerten Netzkosten am Ende fast egal, welchen der beiden Werte man als Grundlage (als Verteilungsschlüssel) nutzt. Das Ergebnis bleibt nahezu gleich.

213 Das Abstellen auf die von den Letztverbrauchern in den nachgelagerten Netz- und Umspannebenen bezogene elektrische Arbeit zur Bemessung der Kostenwälzung erweist sich vor diesem Hintergrund als vereinbar mit dem Grundsatz der Kostenorientierung. Gleichzeitig hat er zahlreiche praktische Vorteile.

214 Die Kostenwälzungssystematik beansprucht Geltung gegenüber allen Elektrizitätsnetzbetreibern, also auch gegenüber den Betreibern geschlossener Verteilernetze (§ 110 EnWG). Auf diese finden bestimmte Regulierungsvorgaben gemäß § 110 Abs. 1 EnWG keine Anwendung, sie unterliegen aber im Übrigen den gleichen Rechten und Pflichten wie die Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung. Hierzu gehört auch die Netzentgeltsystematik, die auf § 21 EnWG beruht, der wiederum nicht von § 110 Abs. 1 EnWG ausgenommen wird. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die in Tenorziffer 5 geregelten Abwicklungspflichten zum netzbezogenen Letztverbrauch von geschlossenen Verteilernetzen in der praktischen Umsetzung ebenso erfüllt werden können.

9.2. Grundsätze der vertikalen Kostenwälzung (Tenorziffer 5.1 und 5.2)

215 Tenorziffer 5.1 Satz 1 statuiert, dass die Kosten der Netz- und Umspannebenen, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig der eigenen nachgelagerten Ebenen, den angeschlossenen Weiterverteilern und den in der jeweiligen Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern zugeordnet werden. Die Kostenwälzung folgt damit – wie bereits das System der StromNEV – einem sog. Top-Down-Ansatz, in dem die Kosten von der obersten Ebene Schritt für Schritt auf die nachgelagerten Ebenen weitergewälzt werden („beginnend bei der Höchstspannung“). Dieser Grundsatz bleibt als zentraler Baustein der vertikalen Kostenwälzung bestehen und soll insbesondere sicherstellen, dass die im Übertragungsnetz anfallenden Kosten für Systemdienstleistungen von allen Verteilernetzen möglichst verursachungsgerecht mitgetragen werden (siehe bereits oben).

- 216 Nach Tenorziffer 5.1 Satz 2 sind die jeweils aus der betreffenden Netz- oder Umspannebene zu wälzenden Kostenanteile anhand eines Schlüssels auf Basis des netzbezogenen Letztverbrauchs zu ermitteln. Damit wird der zentrale Parameter der neuen vertikalen Kostenwälzung eingeführt und gleichzeitig die Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur statuiert.
- 217 In diesem Zusammenhang hat die Beschlusskammer auch eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur in Form einer Wälzung nach Maßgabe angeschlossener Kapazitäten erwogen. Gegen diese Lösung sprach allerdings, dass die angeschlossenen Kapazitäten in vielen Fällen nicht eindeutig bestimmt werden können. Dies liegt an den historisch gewachsenen Netzstrukturen. Zudem ist die Bestimmung der Anschlussleistung zwischen Netzbetreibern durch historische Zuordnungen und hohe Durchmischung in Form von Pooling geprägt. Auch Reserven einer n-1 – sicheren Versorgung führen dazu, dass die Netzkapazität zwischen Netzebenen nicht immer eindeutig bestimmbar ist. Darüber hinaus bedeutet ein Anknüpfen an die Anschlusskapazität gerade in Netzen mit hoher dezentraler Erzeugungskapazität, dass man die Kostentragung der Erzeuger deutlich erhöhen müsste, da ansonsten Verbraucher die durch die hohe Kapazität der Erzeuger bedingten, höheren Kosten tragen müssten.
- 218 Die konkreten Kostenwälzungsbeträge für die eigenen, nachgelagerten Netz- und Umspannebenen sowie für die angeschlossenen Weiterverteiler ergeben sich aus dem Produkt der Wälzungsschlüssel mit den Kosten der betrachteten Netz- oder Umspannebene (Tenorziffer 5.1 S. 3). Wichtig ist, dass im Rahmen der Kostenwälzung nach Tenorziffer 5 lediglich der Kostenanteil bestimmt wird, der den angeschlossenen Letztverbrauchern der betreffenden Ebene als Gruppe zuzuordnen ist. Die Entgeltbildung für Letztverbraucher bleibt hiervon unberührt (vgl. Ziffer 5.1 Satz 4).
- 219 Die insoweit unterschiedliche Behandlung von direkt an die betrachtete Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern gegenüber eigenen, nachgelagerten Netz- und Umspannebenen sowie angeschlossenen Weiterverteilern begegnet auch vor dem Hintergrund des Nichtdiskriminierungsgrundsatzes keinen rechtlichen Bedenken. Wie zuvor bereits ausgeführt, dient die Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur in Form einer Wälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch einer möglichst kostenorientierten Abbildung der jeweiligen, tatsächlichen

Inanspruchnahme des Netzes. Die Kostenorientierung ist ein wesentliches Element für die Nachvollziehbarkeit und wirtschaftliche Begründbarkeit der Netzentgeltsystematik.

- 220 Die Einführung einer Wälzung zwischen Netzbetreibern nach netzbezogenem Letztverbrauch steht darüber hinaus nicht in Widerspruch zum Grundmodell der neu vorgeschlagenen Netzentgeltsystematik für die Netznutzenden, das ein kapazitätsbezogenes Entgelt (mit Bezug auf eine vom Netznutzer wählbare Kapazität) vorsieht. Für die Betrachtung der einzelnen Netznutzer und deren relative Kostenanteile untereinander lässt sich deren Kostenzurechnung gut auf die vorzuhaltende Netzkapazität und die daraus resultierende maximale Transportleistung beziehen. Auf der Ebene der Netzbetreiber und in deren Verhältnis untereinander werden die Kosten allerdings auch stark von strukturellen Eigenschaften wie der Verteilung der Netzanschlusspunkte auf die Gebietsfläche oder der Resilienz der Anschlussstrukturen zum vorgelagerten Netz bzw. der Netzebenen untereinander bestimmt. Insoweit bietet die Schlüsselung über Kapazitäten bei der Wälzung zwischen Netzbetreibern keine nennenswerten Vorteile gegenüber der Schlüsselung allein über die elektrische Arbeit.
- 221 Darüber hinaus geht es bei der Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern um die Aufteilung, welcher Anteil der Netzkosten auf nachgelagerte Netzebenen und deren Netzkunden verteilt wird und gerade nicht um die Bepreisung einzelner Letztverbraucher. Insofern besteht die Aufgabe auch darin, eine sachgerechte Verteilung der Kosten eines funktionierenden Gesamtsystems vorzunehmen. Bei der Verteilung der Netzkosten auf einzelne Netzgebiete bzw. -ebenen ist die Anwendung eines praktisch geeigneten Kriteriums wie die Aufteilung nach Arbeit ein geeigneter und sachgerechter Schlüssel. Dies gilt insbesondere, wenn man die oben dargestellten Vorteile und Vereinfachungen (wie zum Beispiel ausgewogenere Kostenallokation, geringere Gefahr von Tarifanomalien, weniger Definitions- bzw. Zuordnungsprobleme, geringere Sensitivität) im Vergleich zu den alternativen Schlüsselungsgrößen betrachtet.
- 222 Die Abweichung von einer strikt an Kostentreiberwirkungen orientierten Kostenwälzung ist daher bei der Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch als moderat und vertretbar anzusehen, zumal hiermit eine aufwändige Definition und Berechnung geeigneter Leistungs- oder Kapazitätsgrößen vermieden wird. Zudem hat eine Auswertung von Netzbetreiberdaten ergeben (siehe Abbildung 1 oben), dass eine starke Korrelation zwischen der Last zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast und dem

netzbezogenen Letztverbrauch besteht. Dies erlaubt eine Approximation des Kostentreibers Last oder Kapazität durch den netzbezogenen Letztverbrauch.

- 223 Grundsätzlich wäre zwar auch vorstellbar, dass mehrere Schlüsselungsgrößen herangezogen und unter einer vorzugebenden Gewichtung miteinander kombiniert werden. Dies würde jedoch zu erhöhtem Aufwand für die Kostenwälzung führen und müsste daher durch relevante Vorteile hinsichtlich der Wälzungsergebnisse begründet werden. Ein Gleichlauf der Kostenallokation bei der Kostenwälzung mit der Struktur der Netzentgeltkomponenten ist jedenfalls, wie weiter oben ausgeführt, keine zwingende Anforderung an die Ausgestaltung der Kostenwälzung. Vielmehr sollte insgesamt eine angemessene und möglichst stabile Verteilung der Finanzierungsbeiträge erreicht werden, basierend auf einer weitgehend eindeutigen Datengrundlage, die keine unsachgerechten Gestaltungsspielräume oder Fehlanreize schafft.
- 224 Tenorziffer 5.2 Satz 1 definiert den netzbezogenen Letztverbrauch als die Summe der entnommenen Jahresarbeit aller Letztverbraucher in Kilowattstunden aus der betreffenden und allen dieser Ebene nachgelagerten Netz- und Umspannebenen. Erfasst wird damit der an den jeweiligen Zählpunkten festgestellte Strombezug der Letztverbraucher. Für die nicht leistungsgemessenen Verbraucher im Niederspannungsnetz muss in Ergänzung dazu auf Ansätze zur Periodenabgrenzung zurückgegriffen werden, die u. a. auch bereits bisher für die Kalkulation der Netzentgelte für das jeweils nächste Kalenderjahr benötigt werden (zur Datenübermittlungspflicht nachgelagerter Netzbetreiber und besonderen Anschlusssituationen vgl. Ausführungen zu Tenorziffer 5.4 und 5.8 unten).
- 225 Satz 2 stellt klar, dass es für diese Betrachtung unerheblich ist, ob die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen Teil des eigenen Netzes sind oder von dritten Netzbetreibern betrieben werden.
- 226 Nach Satz 3 bleibt der Letztverbrauch, der durch Eigenerzeugung gedeckt wird, bei der Ermittlung des Wälzungsschlüssels unberücksichtigt. Hiermit ist ausschließlich Eigenerzeugung gemeint, die hinter einem Zählpunkt liegt und für die daher keine Messdaten vorliegen. Eine Bestimmung des Letztverbrauchs ohne Abzug der eigenerzeugten Strommengen ist hier für den Netzbetreiber nicht möglich. Ein Schätzen dieser Mengen stellt keine geeignete Alternative dar, da dies nur mit sehr großzügigen Annahmen möglich wäre und es daher im Einzelfall zu großen Abweichungen kommen

könnte. Ferner wären sowohl für den Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörde zur Plausibilisierung der Werte eine Reihe an zusätzlichen Informationen erforderlich, um überhaupt eine einigermaßen sinnvolle Abschätzung vornehmen zu können. Außerdem wird durch die Regelung in Tenorziffer 5.2 Satz 3 erreicht, dass die gegenüber den Letztverbrauchern abgerechneten Mengen mit den Mengen, die in die Kostenwälzung eingehen, im Wesentlichen übereinstimmen.

227 Ferner bleiben beim netzbezogenen Letztverbrauch im Sinne der Tenorziffer 5.2 solche Letztverbräuche unberücksichtigt, die kein auf die Jahresarbeit bezogenes Netzentgelt zahlen. Damit bleiben die Letztverbräuche von Speichern und Elektrolyseure außen vor, da diese Letztverbraucher-Gruppen lediglich ein kapazitätsbezogenes Entgelt zahlen (vgl. Tenorziffern 10 und 11).

228 Die Beschlusskammer prüft, ob aufgrund der Besonderheiten des Bahnstromfernleitungsnetzes im Hinblick auf die Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch eine Sonderregelung erforderlich ist. Das deutsche Bahnstrom-Fernleitungsnetz ist ein eigenes Versorgungsnetz mit einer Länge von über 8.000 Kilometern. Es transportiert Strom mit einer Spannung von 110 kV und der Bahnstromfrequenz von 16,7 Hz und ist über Umformer/Umrichter an vielen Stellen mit dem übrigen Netz der allgemeinen Versorgung verbunden, wobei deren Kapazität nicht ausreicht, um den Stromverbrauch vollständig zu decken. Deshalb speisen auch mehrere Kraftwerke direkt in das Bahnstrom-Fernleitungsnetz ein, die teilweise aber auch wieder von der Sicherheit des Übertragungsnetzes profitieren. Zudem wird ein nicht unerheblicher Teil des Stromverbrauchs durch Rekuperation der Triebfahrzeuge wieder in das Bahnstrom-Fernleitungsnetz zurückgespeist. Die Ausregelung erfolgt allerdings z.T. eigenständig durch den Betreiber.

9.3. Bestimmung des Wälzungsschlüssels (Tenorziffer 5.3 und 5.4)

229 Zentraler Bestandteil der Kostenwälzung ist die Bestimmung des Wälzungsschlüssels je Kostenträgergruppe nach Tenorziffer 5.3. Die Bestimmung kann in mehrere Schritte eingeteilt werden und dient der Zuordnung der Kosten auf die sog. Kostenträgergruppen. Diese sind:

- a) die direkt an die betreffende Netz- und Umspannebene angeschlossenen Letztverbraucher,
- b) die eigenen nachgelagerten Netz- und Umspannebenen sowie

c) die jeweils angeschlossenen Weiterverteiler.

230 In einem ersten Schritt ist der jeweilige netzbezogene Letztverbrauch der drei Kostenträgergruppen zu ermitteln. Jeder Netzbetreiber mit angeschlossenen Weiterverteilern ist dafür auf die Datenübermittlung dritter Netzbetreiber angewiesen (vgl. dazu auch die Ausführungen zu besonderen Anschlusssituationen nach Tenorziffer 5.4 sowie den Übermittlungspflichten nach Tenorziffer 5.8, s.u.). Im Übrigen liegen dem Netzbetreiber die Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch als gemessene Werte vor.

231 Im Anschluss ist in einem zweiten Schritt der Kostenanteil je Kostenträgergruppe zu bestimmen, der sich aus dem Verhältnis des netzbezogenen Letztverbrauchs der jeweiligen Kostenträgergruppe und des netzbezogenen Letztverbrauchs aller Kostenträgergruppen ergibt (vgl. Tenorziffer 5.3 Satz 2).

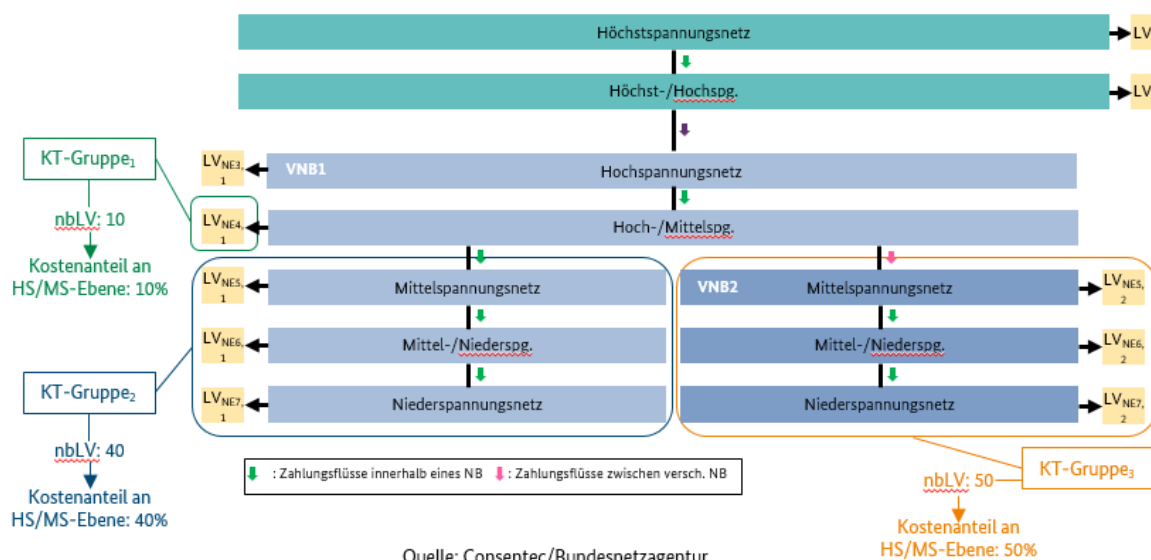


Abbildung 2

232 Abbildung 2 zeigt schematisch die Bestimmung des Wälzungsschlüssels für die Umspannebene HS/MS an einem Beispielsfall. Die Kostenträgergruppe der angeschlossenen Letztverbraucher (KT-Gruppe₁) hat in diesem vereinfachten Beispielsfall einen netzbezogenen Letztverbrauch (nbLV) von 10, die Kostenträgergruppe der eigenen nachgelagerten Netz- und Umspannebenen (KT-Gruppe₂) weist einen netzbezogenen Letztverbrauch von 40 und die Kostenträgergruppe des angeschlossenen Weiterverteilers (KT-Gruppe₃) von 50 auf.

233 Setzt man die ermittelten Werte des netzbezogenen Letztverbrauchs der jeweiligen Kostenträgergruppe ins Verhältnis zum netzbezogenen Letztverbrauch aller Kostenträgergruppen der Umspannebene HS/MS ergeben sich die in der Abbildung ausgewiesenen Kostenanteile.

234 Tenorziffer 5.3 Satz 3 trägt dem Umstand Rechnung, dass an eine Spannungsebene mehrere Weiterverteiler angeschlossen sein können. Die Bestimmung des Kostenanteils jedes einzelnen Weiterverteiler folgt dem Grundsatz nach Satz 2.

Beispielsfall: Angenommen an das Netz des Netzbetreibers A sind insgesamt drei Weiterverteiler angeschlossen. Dabei wurde gemäß der Bestimmung der Kostenanteile je Kostenträgergruppe nach Tenorziffer 5.3 Satz 1 und 2 der Gruppe der Weiterverteiler ein Kostenanteil von 50 zugeordnet. Entsprechend dem Grundsatz nach Satz 2 ist der Kostenanteil von 50 im Folgeschritt auf die drei Weiterverteiler aufzuteilen. Weiterverteiler X hat an Netzbetreiber A einen netzbezogenen Letztverbrauch von 40 GWh gemeldet, Weiterverteiler Y von 20 GWh und Weiterverteiler Z von ebenfalls 40 GWh. Folglich ist Weiterverteiler X und Z ein Kostenanteil von jeweils 20 und Weiterverteiler Y von 10 zuzuordnen.

235 In bestimmten Anschlusssituationen ist es nicht ohne weiteres möglich, den netzbezogenen Letztverbrauch einer nachgelagerten Netz- oder Umspannebene der vorgelagerten Ebene eindeutig zuzuordnen. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn Übergabestellen zu mehr als einem vorgelagerten Netzbetreiber bestehen. In solchen Fällen ist es erforderlich, den netzbezogenen Letztverbrauch auf geeignete Weise abzugrenzen und den vorgelagerten Ebenen zuzuordnen.

236 Daher sieht Tenorziffer 5.4 Satz 1 vor, dass ein Weiterverteiler, der aus mehr als einer eigenen oder fremden vorgelagerten Netz- oder Umspannebene versorgt wird, die für die Bestimmung des Wälzungsschlüssels anzusetzenden netzbezogenen Letztverbrauchermengen auf Basis der gemessenen, jeweiligen Arbeitsbezugsmengen, beginnend bei der Niederspannung, aufzuteilen und den entsprechenden vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen zuzuordnen hat.

237 Wenn ein Netzbetreiber also aus mehr als einer eigenen oder fremden vorgelagerten Ebene versorgt wird, muss er seinen netzbezogenen Letztverbrauch aufteilen. Basis für die Aufteilung sind seine jeweiligen Arbeitsbezugsmengen aus den vorgelagerten

Ebenen. Diese Bezugsmengen liegen dem nachgelagerten Netzbetreiber – ebenso wie sein eigener netzbezogener Letztverbrauch – als gemessene Werte grundsätzlich vor.

Beispielsfall: nachgelagerter Netzbetreiber A ist in der Umspannebene HS/MS an den vorgelagerten Netzbetreiber B und den vorgelagerten Netzbetreiber C angeschlossen. Insgesamt bezieht A aus den vorgelagerten Netzen eine Jahresarbeit in Höhe von 100 GWh. Davon entfallen 40 auf Bezüge von B und 60 auf Bezüge von C. Der netzbezogene Letztverbrauch des A (einschließlich nachgelagerter Ebenen) beläuft sich auf 200 GWh und umfasst auch solche Verbrauchsmengen, die durch dezentrale Erzeugung im Netz des A gedeckt wird. Entsprechend der Aufteilung nach Tenorziffer 5.4 Satz 1 hat A für die Zwecke der vertikalen Kostenwälzung dem Netz des B 80 GWh netzbezogenen Letztverbrauch und dem Netz des C 120 GWh zuzuordnen.

238 Bei der Ermittlung des netzbezogenen Letztverbrauchs nach Tenorziffer 5.4 Satz 1 kommt – anders als bei der Verteilung der Kosten (s.o.) – ein Bottom-up-Ansatz zur Anwendung („beginnend bei der Niederspannung“). Demnach ist zunächst immer auf der untersten betriebenen Spannungsebene zu prüfen, ob eine Anschlusssituation im Sinne des Satz 1 vorliegt. Falls ja, ist eine entsprechende Aufteilung und Zuordnung vorzunehmen und im nächsten Schritt die darüber liegende Spannungsebene auf die gleiche Weise zu betrachten. Durch diesen Ansatz wird sichergestellt, dass sämtliche Netzbetreiber ihren – eigenen und fremden – vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgrenzbare Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch zuordnen können und keine Lücken in der Datenmeldekette entstehen.

239 Eine wesentliche Verzerrung der Systematik der Kostenwälzung auf Basis des netzbezogenen Letztverbrauchs ist durch diese Aufteilung nicht zu befürchten. Da in den erfassten Anschlusssituationen die verschiedenen Übergabepunkte an dieselbe Netzebene desselben Netzgebiets angeschlossen sind, ist anzunehmen, dass die Struktur des Letztverbrauchs und der dezentralen Einspeisung hinter den eigenen und fremden Übergabepunkten hinreichend ähnlich ist. Eine vollkommene Übereinstimmung der Verbrauchs- und Einspeisecharakteristika, die nicht unterstellt werden kann, ist nicht erforderlich.

240 Ein davon abzugrenzender Sonderfall ist, wenn ein Netzbetreiber zwei räumlich getrennte Netze betreibt und aus diesem Grund, eine Aufteilung seines netzbezogenen Letztverbrauchs auf mehr als eine eigene oder eine fremde Ebene vornehmen muss (vgl.

Tenorziffer 5.4 Satz 3); Sofern nicht zusätzlich eine Situation nach Satz 1 vorliegt, ist es hier dem nachgelagerten Netzbetreiber ohne Abgrenzungsschwierigkeiten möglich, den netzbezogenen Letztverbrauch seines Gesamtnetzes den jeweils räumlich getrennten Teilnetzen anteilig zuzuordnen.

9.4. Methodik der Kostenwälzung für verschiedene Netzsituationen

241 Die folgenden Abbildungen verdeutlichen die Methodik der Kostenwälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch für verschiedene Netzsituationen.

242 Für alle im Folgenden beschriebenen Netzsituationen erfolgt in einem ersten Schritt die Aufteilung der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber nach dem Verhältnis des netzbezogenen Letztverbrauchs. Für jeden Verteilernetzbetreiber werden die Übertragungsnetzbetreiberkosten anhand des netzbezogenen Letztverbrauchs den einzelnen Netzebenen zugeordnet (in den Abbildungen jeweils dargestellt durch die orangefarbenen Kästchen mit der Aufschrift „ÜNB“ und im Folgenden als „netzbetreiberspezifischer ÜNB-Kostenblock“ oder „ÜNB-Kostenblock“ bezeichnet). Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung der Aufteilung der Übertragungsnetzbetreiberkosten. Für die Übertragungsnetzbetreiber gelten grundsätzlich die gleichen Regelungen wie für die Verteilernetzbetreiber.

Netzsituation ohne angeschlossenem Weiterverteiler

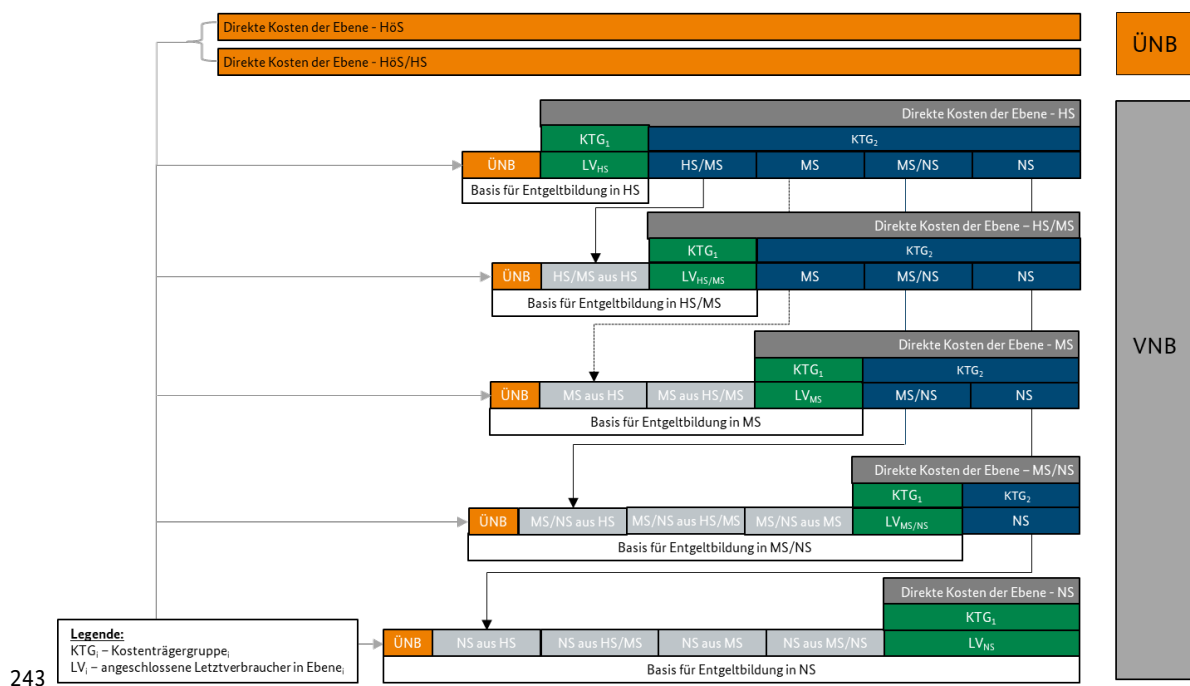


Abbildung 3

244 Im nächsten Schritt werden die direkten Kosten jeder Ebene eines Netzbetreibers auf Basis des ermittelten Wälzungsschlüssels (siehe Tenorziffer 5.3) auf die Kostenträgergruppen verteilt. Im Beispiel der Abbildung 3 wird die einfache Netzsituation mit nur zwei Kostenträgergruppen (direkt angeschlossene Letztverbraucher und eigene, nachgelagerte Ebenen) betrachtet. Weiterverteiler sind in diesem Beispiel nicht angeschlossen. Die relevanten Kostenträgergruppen (in der Abbildung 3 und den folgenden Abschnitten abgekürzt mit „KTG“) sind also die KTG₁, die direkt an die jeweilige Ebene angeschlossenen Letztverbraucher (LV_i → mit grünen Kästen dargestellt) und die KTG₂, d.h. die Letztverbraucher der eigenen, nachgelagerten Ebenen (LV_{i+1} bis 7 → im blauen Kasten dargestellt).

245 Im dargestellten Beispiel ergibt sich der Kostenanteil der KTG₁ in der Hochspannungsebene aus dem Anteil des netzbezogenen Letztverbrauchs der direkt angeschlossenen Letztverbraucher am gesamten netzbezogenen Letztverbrauch der KTG₁ und KTG₂ in der Hochspannungsebene. Dabei beinhaltet der netzbezogene Letztverbrauch der KTG₂ die Letztverbräuche sämtlicher angeschlossener Letztverbraucher der eigenen, nachgelagerten Ebenen (vgl. Tenorziffer 5.2). Der Kostenanteil KTG₁ bildet zusammen mit dem entsprechenden netzbetreiberspezifischen Übertragungsnetzbetreiber-Kostenblock für die Hochspannungsebene die Basis für die Bildung der Netzentgelte für die angeschlossenen Letztverbraucher der

Hochspannungsebene (siehe Kasten, „Basis für Entgeltbildung in HS“). Diese Entgeltbildung richtet sich nach Tenorziffer 8.

- 246 Der Kostenanteil der KTG₂ wird in den nächsten Schritten in die nachgelagerten Ebenen gewälzt und damit entsprechend des Anteils des netzbezogenen Letztverbrauchs der jeweiligen angeschlossenen Letztverbraucher der nachgelagerten Ebenen aufgeteilt. In dem Beispiel werden die Kosten der Hochspannungsebene somit entsprechend des Anteils des netzbezogenen Letztverbrauch der angeschlossenen Letztverbraucher in der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung bis zur Niederspannungsebene aufgeteilt. Der Kostenblock der Hochspannungsebene, der den angeschlossenen Letztverbrauchern der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung zuzuordnen ist, wird als Kostenblock in die entsprechende Umspannebene gewälzt (siehe Pfeil von blau hinterlegtem Block „HS/MS“ in der HS-Ebene zu grau hinterlegtem Block „HS/MS aus HS“ in der HS/MS-Ebene) und bildet dort zusammen mit den Kosten der KTG₁ in der HS/MS-Ebene und dem entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber-Kostenblock für die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung die Basis für die Bildung der Netzentgelte für die angeschlossenen Letztverbraucher der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung (siehe Kasten, „Basis für Entgeltbildung in HS/MS“).
- 247 Der Kostenblock der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung, der den angeschlossenen Letztverbrauchern der Mittelspannungsebene zuzuordnen ist, wird analog in die Mittelspannungsebene gewälzt (siehe Pfeil von blau hinterlegtem Block „MS“ in der HS-Ebene zu grau hinterlegtem Block „MS aus HS“) und bildet dort zusammen mit dem Kostenblock der „MS aus HS“ (d.h. der Kostenblock der Hochspannungsebene, der den angeschlossenen Letztverbrauchern aus der Mittelspannung zuzuordnen ist) sowie den Kosten der KTG₁ der Mittelspannungsebene und dem entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber-Kostenblock für die Mittelspannungsebene die Basis für die Bildung der Netzentgelte für die angeschlossenen Letztverbraucher der Mittelspannungsebene (siehe Kasten, „Basis für Entgeltbildung in MS“).
- 248 Analog wird mit den Kostenblöcken „MS/NS aus HS“ und „NS aus HS“, also den jeweiligen Kostenblöcken der Hochspannungsebene, die den angeschlossenen Letztverbrauchern der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung und der Niederspannungsebene zuzuordnen sind, sowie den entsprechenden Kostenblöcken der

nachgelagerten Ebenen des betrachteten Verteilernetzbetreibers verfahren. Die von den angeschlossenen Letztverbrauchern der Niederspannungsebene zu tragenden Kosten setzen sich somit zum einen aus den Kostenblöcken „NS aus HS“, NS aus HS/MS“, NS aus MS“ und „NS aus MS/NS“ sowie dem Kostenblock der direkt an die Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher (KTG₁ in der Niederspannungsebene) und dem entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber-Kostenblock für die Niederspannungsebene zusammen. Die Summe dieser Kostenblöcke sind die Basis für die Bildung der Netzentgelte für die angeschlossenen Letztverbraucher der Niederspannungsebene (siehe Kasten, „Basis für Entgeltbildung in NS“).

Netzsituation mit angeschlossenem Weiterverteiler

- 249 In der folgenden Abbildung 4 wird die Netzsituation beschrieben, in der an den oben dargestellten Verteilernetzbetreiber (VNB₁) ein weiterer Verteilernetzbetreiber (VNB₂, also ein Weiterverteiler) angeschlossen ist. Dieser Weiterverteiler ist an die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung des VNB₁ angeschlossen. Die oberste von VNB₂ betriebene Spannungsebene ist die Mittelspannungsebene.
- 250 Analog zu dem Beispiel in Abbildung 3 werden in einem ersten Schritt wieder die anteiligen Übertragungsnetzbetreiber-Kosten nach dem Verhältnis des netzbezogenen Letztverbrauchs aller angeschlossenen Letztverbraucher aufgeteilt und den Netzebenen der beiden dargestellten Verteilernetzbetreiber zugeordnet. Die Abrechnung des netzbetreiberspezifischen Übertragungsnetzbetreiber-Kostenblocks des VNB₂ erfolgt über den VNB₁, da im Beispielsfall nur dieser beim vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber angeschlossen ist.
- 251 In einem zweiten Schritt werden ebenfalls analog zum Fall in Abbildung 3 die direkten Kosten der Hochspannungsebene von VNB₁ auf die angeschlossenen Kostenträgergruppen KTG₁ und KTG₂ verteilt.

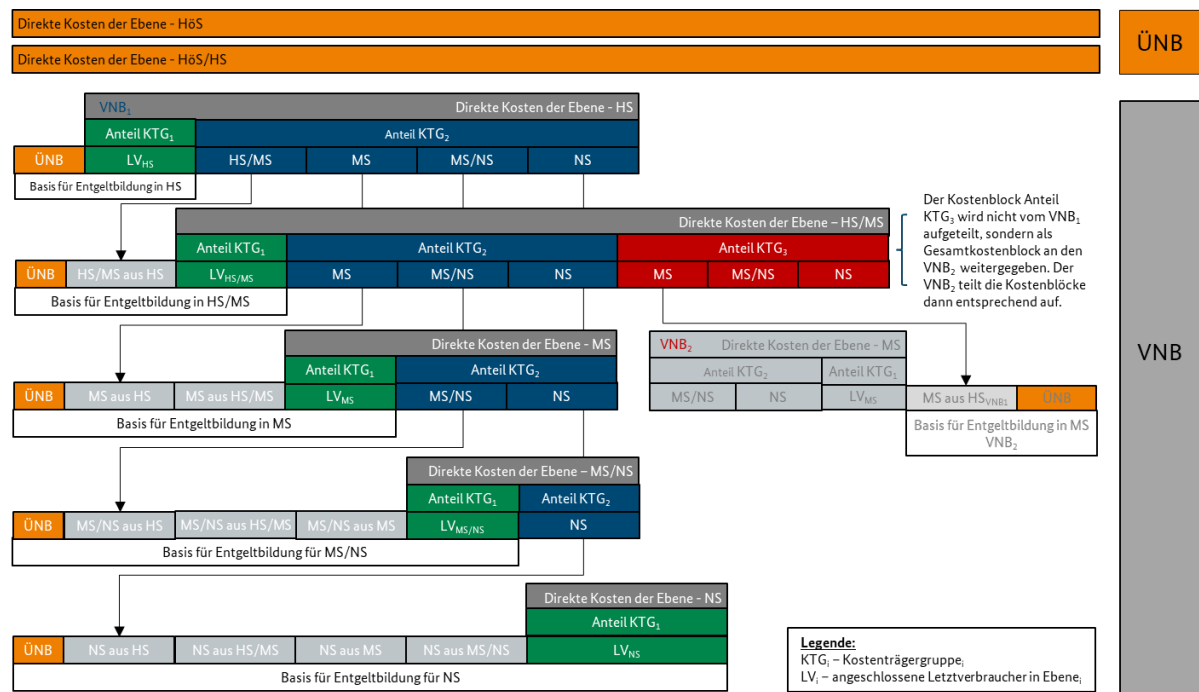


Abbildung 4

252 Durch den an die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung des VNB₁ angeschlossenen Weiterverteiler (VNB₂) werden die direkten Kosten der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung des VNB₁ nun auf die Kostenträgergruppen KTG₁ (die direkt an die jeweilige Ebene angeschlossenen Letztverbraucher), KTG₂ (die Letztverbraucher der von VNB₁ selbst betriebenen nachgelagerten Ebenen) als auch auf die KTG₃ (die Letztverbraucher aller Ebenen des angeschlossenen Weiterverters VNB₂) aufgeteilt. Der Kostenanteil KTG₃ (siehe roter Kasten „Anteil KTG₃“) ergibt sich aus der Summe des netzbezogenen Letztverbrauchs aller vom VNB₂ betriebenen Ebenen im Verhältnis zum gesamten netzbezogenen Letztverbrauch der Kostenträgergruppen KTG₁, KTG₂ und KTG₃.

253 Der Kostenblock KTG₃ wird dann an den VNB₂ gewälzt und dort vom VNB₂ analog der oben beschriebenen Methodik auf die entsprechenden Netzebenen verteilt.

254 Wenn an den Verteilernetzbetreiber VNB₁ weitere Weiterverteiler oder wenn an den VNB₂ weitere Weiterverteiler angeschlossen sind, wiederholt sich die beschriebene Vorgehensweise für jeden angeschlossenen Weiterverteiler.

9.5. Quantitative Abschätzungen

255 Auch die Betrachtungen der quantitativen Folgen einer solchen Systemumstellung belegen deren Sachgerechtigkeit. Für eine erste Abschätzung der quantitativen Auswirkungen wurden Daten von Verteilernetzbetreibern, die Netzausbaupläne eingereicht haben, betrachtet. Dabei wurden die Netzkosten des Status Quo mit den Netzkosten nach der neuen Wälzungssystematik verglichen. Die Netzkosten des Status Quo ergeben sich aus den Erlösen der Verprobung 2026 inklusive der Werte der EE-Kostenwälzung. Die Abschätzung der Netzkosten nach der neuen Wälzungssystematik wurden auf Basis der individuellen Entgelte des Jahres 2026 inklusive der Werte der EE-Kostenwälzung und den individuellen Entnahmedaten des Jahres 2024 errechnet. Nach der neuen Wälzungssystematik werden die Kosten jeder Ebene beim Verteilernetzbetreiber auf die folgenden Kostenträgergruppen (KTG) verteilt:

- KTG₁: direkt an die Ebene angeschlossene Letztverbraucher,
- KTG₂: eigene nachgelagerte Ebenen und
- KTG₃: angeschlossene Weiterverteiler.

256 Für die Abschätzung der Wirkungen auf der Hochspannungsebene wurden Daten von 42 Verteilernetzbetreibern und für die Mittel- und Niederspannungsebene Daten von 69 Verteilernetzbetreibern berücksichtigt.

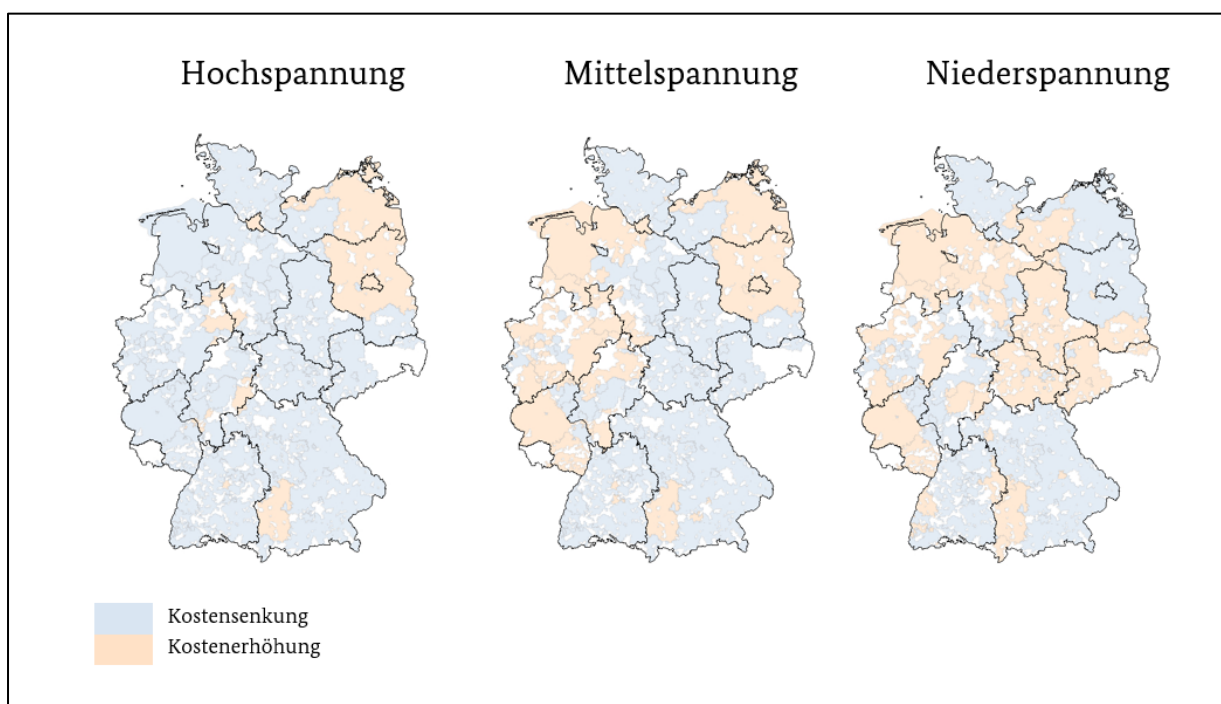


Abbildung 5

- 257 In der Abbildung 5 sind die Veränderungen der Kosten, die von den angeschlossenen Letztverbrauchern im Vergleich zum Status quo getragen werden müssen, abgebildet. Kostensenkungen sind hellblau und Kostensteigerungen hellorange dargestellt.
- 258 Die vorläufigen Berechnungen zeigen unterschiedliche Effekte auf den betrachteten Ebenen. Besondere regionale Be- oder Entlastungen sind nicht erkennbar.
- 259 In der Hochspannungsebene führt die veränderte Kostenwälzung nach den vorläufigen Beispielsberechnungen im Durchschnitt zu einer Kostensenkung von etwa 20 % für die auf dieser Ebene angeschlossenen Letztverbraucher. Dabei kommt es bei knapp drei Viertel der betrachteten Netzbetreiber zu Kostensenkungen, teilweise von bis zu 80 % im Vergleich zum Status quo. Bei den übrigen Netzbetreibern kommt es in der Hochspannungsebene zu moderaten Kostensteigerungen, wobei in wenigen Einzelfällen Steigerungen von mehr als 10 % zu beobachten sind und in einem Fall von 64 %.
- 260 In der Mittelspannungsebene ergeben die Beispielsberechnungen im Durchschnitt eine Kostensteigerung in Höhe von 2 %. Dabei sind Kostensenkungen und Kostensteigerungen unter den betrachteten Netzbetreibern etwa gleichmäßig verteilt. Die Spannweite zwischen Senkungen und Steigerungen nimmt im Vergleich zur Hochspannungsebene ab, die maximale Kostensenkung in den betrachteten Netzgebieten beträgt 36 %, während die maximale Kostensteigerungen 30 % beträgt. Für die Hälfte der von den Kostensteigerungen betroffenen Netzbetreiber liegt die Steigerung jedoch bei maximal 10 %.
- 261 Die Niederspannungsebene zeigt im Durchschnitt eine Kostensenkung in Höhe von 3 % über alle betrachteten Netzbetreiber. Die Spannweite zwischen Senkungen (maximal 18 %) und Steigerungen (maximal 33 %) nimmt gegenüber der Mittelspannung noch einmal leicht ab, allerdings sind sie zwischen den Netzbetreibern nicht mehr gleichmäßig verteilt. Netzbetreiber, die in den Beispielsberechnungen eine Kostensteigerung aufweisen sind geringfügig in der Mehrzahl. Die Kosten werden in der Niederspannung dabei jedoch auf ein größeres Kollektiv verteilt, so dass die Effekte im Einzelnen nicht signifikant ins Gewicht fallen. Es zeigt sich zudem, dass auf allen betrachteten Ebenen durchmischte Effekte zu beobachten sind, d.h. es sind auf Basis der bisherigen Analysen keine spezifischen Stadt/Land oder andere geographische Systematiken zu erkennen.

262 Weitere modellbasierte Berechnungen zur groben Einordnung der Wirkungen einer Kostenwälzung auf Basis des netzbezogenen Letztverbrauchs kommen im Gutachten (Abschnitt 6.5.5, S. 184ff.) zu ähnlichen Schlussfolgerungen.

9.6. Abwicklung der vertikalen Kostenwälzung

263 Die Regelung in Tenorziffer 5.5 stellt das notwendige Bindeglied zwischen Kostenwälzung, Kostenträger- und Kostenstellenrechnung dar. Zudem regelt Tenorziffer 5.6, dass für Übertragungsnetzbetreiber ergänzend die Regelungen der Tenorziffer 6 anzuwenden sind, da diese ein bundeseinheitliches Entgelt bilden.

264 Die Tenorziffern 5.7, 5.8 und 5.9 regeln vor allem praktische Umsetzungs- und Abwicklungsfragen.

265 Für die Bestimmung der Wälzungsschlüssel sind gemäß Tenorziffer 5.7 Satz 1 die Ist-Werte des netzbezogenen Letztverbrauchs heranzuziehen. Für das Betrachtungsjahr t bedeutet dies, dass die Daten des Kalenderjahres $t-2$ maßgeblich sind. Der Ansatz und die nachträgliche Korrektur von Planwerten werden so vermieden. Zudem sind bei der Betrachtung des gesamten netzbezogenen Letztverbrauchs eines Netzes keine großen, jährlichen Schwankungen zu erwarten, sodass der Ansatz von (gesicherten) Vergangenheitswerten sachgerecht ist. Darüber hinaus ist nach der Ausnahmeregelung in Satz 2 hiervon in begründeten Einzelfällen abzuweichen.

266 Denn ist zum Übermittlungszeitpunkt nach Tenorziffer 5.8 bereits bekannt, dass im Betrachtungsjahr t Sachverhalte eingetreten sind oder eintreten werden, die den netzbezogenen Letztverbrauch und damit den Wälzungsschlüssel erheblich und dauerhaft verändern würden, muss ausnahmsweise von den $t-2$ Werten abgewichen werden (vgl. Tenorziffer 5.7 Satz 2). Wann eine erhebliche Veränderung vorliegt, ist nur am Einzelfall zu beurteilen. Es sollen nur solche Veränderungen erfasst werden, die den Wälzungsschlüssel merklich nach oben oder unten korrigieren würden. . Der Wegfall oder das Hinzutreten von netzbezogenem Letztverbrauch hat isoliert betrachtet daher nur begrenzte Aussagekraft für die Beurteilung. Es kommt vor allem auf die relative Veränderung des netzbezogenen Letztverbrauchs an. Für einen kleinen Netzbetreiber kann der Anteil eines Großverbrauchers am netzbezogenen Letztverbrauch in Extremfällen sehr groß sein und ein solcher Wegfall daher erhebliche Auswirkungen auf den Wälzungsschlüssel haben. Für einen großen Regionalversorger mag ein solcher Wegfall kaum spürbar sein.

- 267 Für solche Extremfälle bietet die Ausnahmeregelung eine unbürokratische Lösung, den netzbezogenen Letztverbrauch auf Basis gesicherter Erkenntnisse anzupassen. Dies kann der Verlust eines großen Verbrauchers in einem kleinen Verteilernetz sein. Hierüber ist die zuständige Regulierungsbehörde unverzüglich zu unterrichten und die Gründe für die Inanspruchnahme der Regelung sind schriftlich darzulegen. Dies schließt auch die Übermittlung etwaiger Nachweise ein.
- 268 Die Regelung ist so konzipiert, dass bei einem Vorliegen einer erheblichen, dauerhaften Veränderung der Wälzungsschlüssel angepasst werden muss. Der Bewertungsspielraum besteht in der Frage der erheblichen Veränderung. Ist diese zu bejahen, hat der Netzbetreiber eine Anpassung nach Satz 2 vorzunehmen. Dies soll Interessenkonflikten entgegenwirken, denn Veränderungen der Wälzungsschlüssel nach oben führen zu einem höheren Kostenanteil und damit Mehrkosten, während Veränderungen nach unten den zu tragenden Kostenanteil des Netzbetreibers senken.
- 269 Dass die Wälzungsschlüssel auf die nach den Regelungen der Festlegung RAMEN Strom und der Rahmenfestlegung Übertragungsnetzbetreiber (Rahmenfestlegung ÜNB) ermittelten Netzkosten des Kalenderjahres t anzuwenden sind, stellt Tenorziffer 5.7 Satz 4 klar. Es dürfen nie mehr als die zulässigen Erlöse in die Entgeltbildung einbezogen werden.
- 270 Zur Ermittlung der Kostenanteile je Kostenträgergruppe muss der Netzbetreiber den netzbezogenen Letztverbrauch aller Kostenträgergruppen bestimmen. Dies kann er teilweise mit eigenen (Mess-)Daten, teilweise ist er für die Bestimmung aber auch auf die Daten von fremden Netzbetreibern, insbesondere den angeschlossenen Weiterverteilern, angewiesen. Die hiermit zusammenhängenden Datenübermittlungspflichten regelt Tenorziffer 5.8. Im Übrigen sind die Netzbetreiber untereinander auch nach § 12 Abs. 2 und 4 EnWG zum umfassenden Austausch aller für den Netzbetrieb notwendigen Daten verpflichtet.
- 271 Sofern ein Netzbetreiber keine angeschlossenen Weiterverteiler hat, kann er den netzbezogenen Letztverbrauch seines Netzes grundsätzlich selbst, das heißt ohne die Daten fremder Netzbetreiber, ermitteln. Diese Netzbetreiber müssen im Rahmen der Datenübermittlungspflichten nach Tenorziffer 5.8 zum 30.06. zuerst ihre Daten an die jeweils vorgelagerten Netzbetreiber übermitteln. Wenn ein Netzbetreiber angeschlossene Weiterverteiler hat, ist er zur Bestimmung seines netzbezogenen

Letztverbrauchs auf Daten dieser Weiterverteiler angewiesen. Er hat nach Tenorziffer 5.8 Satz 3 dementsprechend mehr Zeit, um die Daten an seine(n) vorgelagerte(n) Netzbetreiber zu übermitteln. Alle Netzbetreiber sind gehalten, ihre Daten schnellstmöglich und auch bereits vor Ablauf der zwei Wochen nach Satz 3 an die vorgelagerten Netzbetreiber zu übermitteln, um eine reibungslose Datenkette sicherzustellen und Verzögerungen zu vermeiden.

272 Auch bei Einhaltung dieser Maßgaben ist es denkbar, dass einem Netzbetreiber zu den Zeitpunkten nach Satz 2 oder 3 noch nicht alle erforderlichen Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch vorliegen. Damit sich hieraus keine Verzögerungen in der Datenkette zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern ergeben, sieht Tenorziffer 5.8 Satz 4 für solche Fälle vor, dass der netzbezogene Letztverbrauch bestmöglich geschätzt werden kann. Dies ermöglicht jedem Netzbetreiber die rechtzeitige Übermittlung an den vorgelagerten Netzbetreiber und diesem in der Folge die rechtzeitige Bestimmung der Kostenanteile je Kostenträgergruppe nach Tenorziffer 5.3. Tenorziffer 5.8 Satz 4 sieht ebenfalls vor, dass – sobald die vollständigen, tatsächlichen Werte zum netzbezogenen Letztverbrauch vorliegen – eine unverzügliche Nachmeldung an den vorgelagerten Netzbetreiber zu erfolgen hat. Hierbei versteht sich, dass der vorgelagerte Netzbetreiber diese nachgemeldeten Werte zur Bestimmung der Kostenanteile je Kostenträgergruppe nur bis zu dem Zeitpunkt zu berücksichtigen hat, zu dem er noch nicht die Verprobungsrechnungen nach Tenorziffer 14 vorgenommen hat. Nachmeldungen sollten noch bis zum Übermittlungszeitpunkt nach Tenorziffer 5.9, also bis zum 31.08. des Kalenderjahres $t-1$, Berücksichtigung finden.

273 Tenorziffer 5.9 verpflichtet alle Netzbetreiber, ihre Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch für das Betrachtungsjahr t spätestens bis zum 31.08. des vorherigen Kalenderjahres, also des Jahres $t-1$, an die Bundesnetzagentur elektronisch zu übermitteln. Dies dient der Überprüfbarkeit der Kostenwälzungsbeträge für die Netzbetreiber, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen. Für eine lückenlose Plausibilisierung dieser Beträge sind die Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch aller Netzbetreiber im Bundesgebiet erforderlich. Andernfalls blieben die netzbezogenen Letztverbräuche, die den angeschlossenen Weiterverteilern außerhalb der Zuständigkeit nach § 54 Abs. 1 und 2 EnWG zuzuordnen sind, bei der Plausibilisierung außen vor.

274 Für die Übermittlung nach Tenorziffer 5.9 wird die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite einen Erhebungsbogen zur Verfügung stellen.

9.7. Anlagen

275 Die Abgrenzung der Kostenträger orientiert sich an den vorhandenen Netz- und Umspannebenen. Anlage 2 schreibt die zu verwendenden Kostenträger im Einzelnen vor. Hierbei handelt es sich um eine inhaltsgleiche Fortführung der Anlage 3 StromNEV.

10. Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte (Tenorziffer 6)

276 In Tenorziffer 6 wurde die Logik des Teils 2, Abschnitt 2a der StromNEV zur Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte übernommen und dadurch sichergestellt, dass auch nach dem Außerkrafttreten der StromNEV bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelte gebildet werden. In der Gesetzesbegründung zum Netzentgeltmodernisierungsgesetz¹⁹, in dem die Grundlage für die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte geschaffen wurde, hat die Bundesregierung dazu ausgeführt: *„Die Energiewende ist eine gesamtdeutsche Aufgabe, die nicht zu Lasten derjenigen Regionen gehen darf, in denen gute Erzeugungsbedingungen für Strom aus erneuerbaren Energien bestehen, die andererseits aber nicht über ausreichend Lastabnahme in Privathaushalten und Industrie verfügen um den erzeugten Strom erzeugungsnah zu verbrauchen. Eine faire bundesweite Verteilung der Lasten ist dringend erforderlich. (...) Das BMWi hat zudem zutreffend darauf hingewiesen, dass die Netzentgelte in den vier Übertragungsnetzgebieten immer mehr durch Umstände bestimmt werden, die der einzelne Netzbetreiber nicht beeinflussen kann. Die Preisunterschiede beruhen wesentlich auf den Kosten für das Einspeisemanagement und die Netzengpassentlastung. Die so genannten Redispatch-Maßnahmen dienen zum einen der überregionalen Sicherung des Systems und zum anderen werden sie oftmals nicht durch den Netzbetreiber ausgelöst, der sie anfordern und bezahlen muss. Es ist in sich inkonsistent, dass manche Kosten der Energiewende, wie etwa für Offshore-Netzanbindungen sowie die Mehrkosten für Erdverkabelung bereits heute bundesweit verteilt werden und andere Netzbetriebskosten, die ebenfalls der Energiewende dienen, nicht. Mit fortschreitender Energiewende wird es zu einem immer stärkeren regionalen Auseinanderdriften von Stromerzeugung und -verbrauch kommen. Bereits aktuell ergibt sich eine Situation, dass durch die Energiewende die Wettbewerbsparameter innerhalb Deutschlands erheblich verzerrt werden.“* Diese Argumente treffen weiterhin zu. Die Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte bleibt auch in den Jahren ab 2029 notwendig für eine gerechte Verteilung der Kosten der Energiewende.

277 Die Mechanik des Teils 2 Abschnitt 2a der StromNEV ist etabliert und hat sich in der Praxis bewährt. Die Beschlusskammer hat sie deshalb übernommen. Tenorziffer 6.1 verpflichtet die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zur Bildung

¹⁹ G. v. 17.07.2017 BGBl. I S. 2503, 3343 (Nr. 48).

bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Die Tenorziffern 6.2 bis 6.6 regeln die Einzelheiten. Demnach bilden naturgemäß die nach den Maßgaben der Rahmenfestlegung ÜNB ermittelten Kosten die Grundlage für die Entgeltbildung. Diese werden auf die gemeinsam zu bildenden Kostenträger für die Höchstspannungsebene und für die Umspannebene von Höchst- zu Hochspannung verteilt. Die Entgelte für diese Kostenträger sind sodann nach den allgemeinen Regelungen dieser Festlegung in den Tenorziffern 7, 8.3. und 8.4 zu ermitteln. Unverändert bleiben die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber auch nach Außerkrafttreten der StromNEV in der Pflicht, die für die gemeinsame Entgeltbildung erforderlichen Daten untereinander in anonymisierter Form auszutauschen und Mehr- und Mindereinnahmen, die sich aus der Vereinheitlichung der Netzentgelte gegenüber ihren Kosten ergeben, untereinander auszugleichen.

11. Jährlichkeitsprinzip (Tenorziffer 7)

- 278 Die Regelung in Tenorziffer 7 stellt das schon nach der StromNEV geltende Prinzip klar, dass Netzentgelte von den Netzbetreibern für ein Kalenderjahr zu bilden sind (vgl. zur erforderlichen kalenderjährlichen Betrachtung OLG Düsseldorf, Entscheidung vom 12.12.2012, VI-3 Kart 46/12). Das für ein Kalenderjahr nach den Maßgaben von Tenorziffer 14 veröffentlichte Preisblatt unterliegt folglich keinen unterjährigen Anpassungen durch den Netzbetreiber. Dieses Prinzip findet auch in der neuen Entgeltsystematik weiterhin Anwendung. Grund ist die Planbarkeit in Bezug auf die Netzentgelte für eine Kalkulationsperiode. Die spezifischen Regelungen dieser Festlegung zur Netzentgeltsystematik setzen auf diesem Prinzip auf.
- 279 Auch Rechtsänderungen im laufenden Kalenderjahr dürfen frühestens zum 1. Januar des Folgejahres im Rahmen der Netzentgeltbildung durch den Netzbetreiber umgesetzt werden.
- 280 Unterjährige Anpassungen durch den Netzbetreiber nach dem 1.1. sind folglich unzulässig, unbeschadet einer erforderlichen Korrektur aufgrund von Abhilfemaßnahmen im Wege aufsichtsrechtlicher Entscheidungen gemäß §§ 30, 31, 65 EnWG.
- 281 Spezifische Regelungen zu dynamischen Netzentgelten oder anderen Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollen durch diesen Grundsatz nicht ausgeschlossen werden.

12. Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch (Tenorziffer 8)

282 Tenorziffer 8 regelt die Finanzierungsentgelte für Verbraucher. Dabei wird unterschieden zwischen Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme bis zu 100.000 Kilowattstunden einerseits und Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme über 100.000 Kilowattstunden und Entnahmestellen oberhalb der Niederspannung andererseits.

12.1. Einheitlichkeit des Netzentgelts

283 Das Netzentgelt ist nach Tenorziffer 8.1 Satz 1 einheitlich für das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers zu bilden. Eine Aufspaltung im Sinne von örtlich differenzierten Teilnetzentgelten eines Netzbetreibers ist für die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion weiterhin nicht zulässig. Es gilt der Grundsatz „ein Netzbetreiber – ein Netzentgelt“.

284 Satz 2 regelt, dass sich das Entgelt einer Entnahmestelle danach zu richten hat, in welcher Netzebene die Entnahmestelle angeschlossen ist. Dies trägt dem Ziel der Kostenwälzung nach Tenorziffer 5 Rechnung, eine möglichst verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten auf die unterschiedlichen Netz- und Umspannebenen und die dort angeschlossenen Netznutzer zu gewährleisten.

12.2. Entnahmestellen mit einer jährlichen Entnahme bis zu 100.000 Kilowattstunden

12.2.1 Einführung und Regelung

285 Tenorziffer 8.2 Satz 1 und 2 regeln für Entnahmestellen in der Niederspannungsebene mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden die Erhebung eines Arbeitspreises und eines Grundpreises. Dies ist eng angelehnt an die Regelungen in der StromNEV in der Fassung vom 22.12.2023 BGBl. 2023 I Nr. 405.

286 Die Diskussionen im Rahmen des AgNes-Prozesses zeigen einen punktuellen Bedarf für Anpassungen, jedoch keinen grundsätzlichen Reformbedarf der Entgeltkomponenten der Niederspannung auf. Obgleich die bereitzustellende Netzkapazität²⁰ wohl als der wichtigste Treiber für die Dimensionierung des Netzes gesehen werden kann, gibt es speziell bei Verbrauchern in der Niederspannungsebene mit einem Verbrauch bis 100.000 Kilowattstunden wichtige Aspekte, die gegen die Einführung eines Kapazitätspreises

²⁰ Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik 2026, S. 70.

bzw. für das Verweilen bei der Systematik aus Grund- und Arbeitspreisen sprechen. So dürfte die Kombination aus Grund- und Arbeitspreis dem Transparenzgrundsatz aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 VO (EU) 2019/943 hinsichtlich kleiner Verbraucher deutlich besser gerecht werden, als beispielsweise das für die höheren Spannungsebenen vorgesehene Modell der Bestellkapazität. Die gewählten Komponenten sind gut nachvollziehbar, leicht verständlich und erfordern keine besondere Anforderung an die Zähl- und Messtechnik des Letztverbrauchers und an die Abrechnung des Netzbetreibers. Ebenso spricht für dieses System, dass bei ca. 75 %²¹ der Entnahmestellen in der Niederspannung noch keine Leistungsmessung stattfindet, sodass Kapazitäts- oder Leistungspreise schon allein aus messtechnischen Gründen nicht umsetzbar wären. Schließlich erscheint die Fortführung der bisherigen Abrechnungspraxis in diesem Netzkundensegment auch vor dem Hintergrund der Massengeschäftstauglichkeit besonders präferabel.

287 Der Verzicht auf eine konkret lastbezogene Entgeltkomponente widerspricht nicht dem Grundsatz der Kostenreflexivität. Es ist zu berücksichtigen, dass Durchmischung bei den von der Regelung betroffenen Haushaltskunden und kleinen Gewerbekunden größer und die netzplanerisch angenommenen Gleichzeitigkeiten deutlich kleiner sind als in anderen Spannungsebenen. In der Gesamtabwägung zwischen Energieeffizienzanreiz, Umsetzbarkeit und Kostenreflexivität ist jedoch aus Sicht der Beschlusskammer das gewählte System überlegen, zumal auch der Kombination aus Grund- und Arbeitspreis durchaus eine gewisse Kostenreflexivität zugesprochen werden kann. Denn es kann in diesem Kundensegment grundsätzlich von einer signifikanten Korrelation zwischen entnommener Energiemenge und bereitzustellender Netzkapazität ausgegangen werden.²² So kann die entnommene elektrische Arbeit vereinfachend den Umfang der Inanspruchnahme des Netzes abbilden. Daneben sorgt der pauschale Grundpreis dafür, dass auch bei geringen aus dem Netz entnommen Mengen, die in Anspruch genommene Netzkapazität mit einem Mindestbetrag abgegolten wird.

288 Zudem wirken Grundpreise in Bezug auf flexibles Verhalten neutral. Auch statische Arbeitspreise wirken in Bezug auf Lastverschiebungen neutral – nur nicht im Hinblick auf den Energieträgerwettbewerb. Das ist insbesondere bei Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Speichern die

²¹ [Bundesnetzagentur - Roll-out intelligenter Messsysteme](#). Zugriff am 30.06.2026

²² Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik 2026, S. 70.

Voraussetzung dafür, ihr Potenzial ohne unnötige Hemmnisse in den verschiedenen Märkten und insbesondere zu der nach 18 Abs. 2 lit. b) VO (EU) 2019/943 geforderten stärkeren Integration von erneuerbaren Energiemengen einsetzen zu können. Insofern würden leistungs- und kapazitätsbasierte Komponenten ein stärkeres Flexibilitätshemmnis herbeiführen. Insbesondere die Haushaltskunden mit Flexibilitätspotenzial würden dieses mithilfe eines Energiemanagementsystems vor allem dafür einsetzen, das eigene Profil zu glätten um die Kapazitätsgrenze möglichst nicht zu überschreiten ohne damit einen Nutzen für das Netz oder das Stromsystem zu erzielen.²³ Aufgrund der hohen Durchmischung und der geringen angenommenen planerischen Gleichzeitigkeiten, ist flexibles Lastverhalten zu den meisten Zeiten auch für die Netzbelastung unproblematisch. Nicht zuletzt werden auch die Anforderungen aus Art. 18 Abs. 2 lit. a) VO (EU) 2019/943 erfüllt. So spiegelt die Grundpreiskomponente die Fixkosten wider und die Arbeitspreiskomponente setzt Anreize zu energieeffizientem Verhalten im Sinne des Art. 27 Abs. 1 i.V.m. Art. 3 RL (EU) 2023/955, da der Bezug jeder weiteren Einheit zu höheren Kosten führt.

289 Viele der genannten Argumente gelten jedoch nur für kleinere Verbraucher in der Niederspannungsebene, sodass die unterschiedliche Systematik nicht dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung widerspricht. Es handelt sich dabei um eine gerechtfertigte Ungleichbehandlung ungleicher Sachverhalte.

290 Entgegen des Vortrags aus verschiedenen Konsultationsbeiträgen hat sich die Beschlusskammer dafür entschieden, den Grenzwert von 100.000 Kilowattstunden beizubehalten, der bereits in der StromNEV-Systematik maßgeblich für eine Bepreisung nach dem reinen Arbeitspreis (mit fakultativem Grundpreis) oder mit dem Modell aus Arbeits- und Leistungspreis ist. Eine Änderung der Grenze würde zu größeren Verteilungseffekten zwischen verschiedenen Netznutzern führen. Berechnungen der Beschlusskammer zeigen, dass Entnahmestellen mit einer hohen Benutzungsstundenzahl von einer Leistung- oder Kapazitätsbepreisung profitieren, während Arbeitspreise Entnahmestellen mit einer geringen Benutzungsstundenzahl besserstellen.

²³ Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik 2026, S. 70-72.

12.2.2 Grundpreisaufschlag für Prosumer

²⁹¹ Tenorziffer 8.2 Satz 3 und 4 regeln einen Grundpreisaufschlag für Prosumer. Mit dem Vorschreiten der Energiewende und dem Ausbau von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Niederspannung wächst auch der Anteil an Verbrauchern in der Niederspannungsebene, die ihren Strombedarf in sonnenstarken Zeiten decken können, ohne auf das Netz zurückgreifen zu müssen. Gleichwohl wird das Stromnetz in sonnenarmen Stunden zur Versorgung benötigt und auf dieses zurückgegriffen. Das Netz bietet dahingehend eine Versicherungsleistung, die alle Verbraucher, auch Nutzer dargebotsabhängiger Energieerzeugung, in gleicher Weise wahrnehmen. Durch die teilweise Eigenversorgung kommt es im Rahmen der Netzentgeltsystematik nach der StromNEV jedoch zu einer Verschiebung der Kostentragungslast. Der im bisherigen Netzentgeltsystem für Entnahmestellen mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100.000 Kilowattstunden hohe Anteil des Arbeitspreises an den Gesamterlösen hat zur Folge, dass die Netzinfrastruktur zwar allen Verbrauchern gleichermaßen bereitgestellt wird, der größere Teil jedoch durch solche Netznutzer finanziert wird, die keine Erzeugungsanlagen betreiben.²⁴ Dies ist nicht mit Art. 18 Abs. 7 VO (EU) 2019/943 vereinbar, der verlangt, dass Verteilungstarife kostenorientiert sind, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Nutzung einschließlich der „aktiven“ Kunden zu berücksichtigen ist und deshalb ausdrücklich vorsieht, dass Verteilertarife sich anhand der Verbrauchs- und Erzeugungsprofile der Nutzer unterscheiden können. Daraus ergibt sich, dass eine besondere, kostenorientierte Einbeziehung von Prosumern unionsrechtlich erforderlich ist. Dass eine kostenorientierte Bepreisung von Prosumern erfolgen muss, regelt auch Art. 15 Abs. 1, Abs. 2 lit. e) RL (EU) 2019/944. Danach gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass Endkunden das Recht haben, als aktive Kunden zu handeln, ohne [...] nicht-kostenorientierten Netzentgelten unterworfen zu werden. Darüber hinaus regelt Art. 15 Abs. 2 f) RL (EU) 2019/944, dass Mitgliedstaaten dafür Sorge zu tragen haben, dass Prosumer für die von ihnen im Stromnetz verursachten Ungleichgewichte finanzielle Verantwortung tragen.

²⁹² In Ansehung der rechtlichen Notwendigkeit, eine ausgewogenere Beteiligung an den Netzkosten herzustellen, hat sich die Beschlusskammer für die Festlegung eines Grundpreisaufschlags für Prosumer entschieden. Ein solcher Aufpreis entspricht

²⁴ Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik 2026, S. 67.

insbesondere dem Grundsatz der Kostenreflexivität im Sinne des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 VO (EU) 2019/943. Eine geringere, mengenbezogene Nutzung des Netzes hat nicht zur Folge, dass auch Kosten im Netz eingespart werden. Es kommt nicht zu einer entsprechenden Verringerung der Netzdimensionierung und somit nicht zu einer Einsparung von Infrastrukturkosten. Zudem setzen sich die zu finanzierenden Netzkosten zu einem überwiegenden Teil aus infrastrukturbedingten Kosten und weniger aus variablen, nutzungsabhängigen Kosten zusammen.²⁵ Prosumer entlasten sich durch den Einsatz einer Photovoltaikanlage finanziell, die gleichbleibenden, strukturbedingten Kosten aus dem Netz müssen jedoch sozialisiert werden. Aus diesem Grund kann dem Einwand nicht gefolgt werden, dass viele Prosumer auch sogenannte „Flexumer“ seien und sich durch den höheren Verbrauch der Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen insbesondere im Winter bereits angemessen an den Kosten beteiligten. Die Eigenversorgung durch eine Photovoltaikanlage bedingt nicht den zusätzlichen Einsatz von Wärmepumpen sowie Ladeeinrichtungen. Zudem führt auch der Anschluss von Wärmepumpen oder Ladeeinrichtungen zu einer zusätzlichen Netzbelastung, welche über die Netzentgelte finanziert werden muss. Die höhere Stromentnahme im Winter kann daher nicht als Substitut zu der geringen Entnahme im Sommer herangezogen werden, zumal hier über § 14a EnWG eigene Ermäßigungsregelungen bestehen.

293 Die Erhebung eines Grundpreisaufschlags stellt auch keine diskriminierende Behandlung von Prosumern dar. Vielmehr wird Nichtdiskriminierung in der Weise sichergestellt, dass auch im Hinblick auf Prosumer der Grundsatz der Kostenreflexivität durch die Einführung des Grundpreisaufschlags angemessene Berücksichtigung findet.

294 Die Erhebung eines Grundpreisaufschlags für Prosumer stellt auch keinen Negativanreiz für Eigenverbrauch im Sinne des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 VO (EU) 2019/943 dar. Denn er wirkt sich nicht negativ auf die Möglichkeit aus, sich mit eigenerzeugtem Strom selbst zu versorgen. Ein solcher Negativanreiz bestünde nur, wenn mit der Einführung eines Prosumeraufschlag der Vorteil, der sich aus dem Eigenverbrauch ergibt, vollständig beseitigt würde. Jedoch wohnt einem Eigenverbrauch auch bei Erhebung eines

²⁵ [Consentec, IAEW, Rechenzentren für Versorgungswerke, Frontier Economics: Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft \(2006\); Consentec Optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik, 2018.](#)

Grundpreisaufschlags immer noch der Vorteil der (Teil-)Autonomie in Bezug auf die eigene Elektrizitätsversorgung inne, durch den Stromkosten eingespart werden, und der nicht durch einen Aufschlag beseitigt würde. Insgesamt überwiegen also die Vorteile eines Eigenverbrauchs auch bei Einführung eines Grundpreisaufschlags.

295 Um eine noch treffsicherere Kostenbeteiligung von Prosumern zu erreichen, wurde eine Staffelung des Aufschlags nach der Größe der Erzeugungsanlage erwogen. Diese würde eine starke eindeutige Korrelation zwischen Größe der Erzeugungsanlage und des Eigenverbrauchsvorteils unterstellen, die aber in der Realität in vielen Fällen nicht gegeben ist. So würden beispielsweise Kunden mit geringem Verbrauch, aber hohen installierten Leistungen übermäßig belastet. Zudem würden Komplexität und Aufwand bei der Abwicklung steigen. Aus diesen Gründen wurde der gestaffelte Grundpreisaufschlag nicht weiterverfolgt.

296 Auch wurden alternative diskutierte Konzepte zur stärkeren Kostenbeteiligung von Prosumern geprüft, aber verworfen. Konzepte wie saisonale Arbeitspreise oder (gestaffelte) Kapazitätspreise können im Ergebnis das Ziel nicht oder nur mit der Inkaufnahme erheblicher Nachteile wie hoher Preisdifferenzen, Benachteiligungen von Wärmepumpen oder Flexibilitätshemmnissen erreichen.

297 Dem Einwand, dass ein Grundpreisaufschlag die Leistungsinanspruchnahme nicht sachgerecht abbilde und auch keine Steuerungswirkung entfalte, ist entgegenzuhalten, dass dieses Instrument nicht zum Ziel hat, eine geringere Eigenerzeugung anzureizen oder das Einspeiseverhalten von Photovoltaikanlagen in der Niederspannung zu lenken. Vielmehr soll im Rahmen der Finanzierungsentgelte eine angemessenere Verteilung der Netzkosten erwirkt werden, ohne Hemmnisse für Eigenerzeugung zu schaffen.

12.2.3 Identifikation von Prosumern

298 Die Identifikation von Entnahmestellen, die eine Prosumereigenschaft im Sinne der Tenorziffer 2 Nr. 11 aufweisen, erfolgt durch den Netzbetreiber. Der zuständige Netzbetreiber hat dem jeweiligen Lieferanten im Rahmen der Marktkommunikation Informationen darüber zur Verfügung zu stellen, ob der Bezug aus dem Netz einer verbrauchenden Marktlokation durch eine oder mehrere Erzeugungsanlagen hinter

demselben Netzanschluss gemindert wird.²⁶ Unerheblich für die Identifikation der Prosumer-Entnahmestelle ist, ob eine natürliche oder juristische Personenidentität vorliegt, solange die Eigenerzeugung im Rahmen der geltenden Regelungen abrechnungsrelevant für die Netzentgelte wirkt. Eine Zwischenspeicherung der hinter demselben Anschluss erzeugten elektrischen Energie lässt die Prosumereigenschaft einer Entnahmestelle nicht entfallen. In Mehrparteienhäusern, in denen Konzepte wie Mieterstrom oder gemeinschaftliche Gebäudeversorgung umgesetzt werden, ist jede beteiligte verbrauchende Marktlotation zu identifizieren, deren Verbrauch aus einer oder mehreren Erzeugungsanlagen hinter demselben Netzanschluss gemindert wird. Der Aufschlag auf den Grundpreis ist immer dann zu erheben, wenn für eine Marktlotation auch ein Grundpreis abgerechnet wird. In Fällen des Modul 2 der Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG der Beschlusskammer 8, Az.: BK8-22/010-A entfällt analog zu Ziffer 113 des Beschlusses auch der Aufschlag für diese verbrauchende Marktlotation.

12.2.4 Höhe des Grundpreisaufschlags

299 Die Beschlusskammer hat sich in Tenorziffer 8.2 S. 3 hinsichtlich des Grundpreisaufschlags für eine Spanne von 70 bis 90 % entschieden. Die Harmonisierung der Höhe ist erforderlich, um zum einen eine angemessene, kostenreflexive Beteiligung des Prosumers an den zu finanzierenden Gesamtkosten sicherzustellen und zum anderen eine übermäßige Belastung zu verhindern. Die Beschlusskammer hat zur Parametrierung der festgelegten Anteilsspanne verschiedene Grundpreisaufschläge in unterschiedlichen Szenarien untersucht und die sich ergebenden Auswirkungen analysiert. Dabei wurden unterschiedliche Bruttoverbräuche zwischen 2.000 und 6.000 kWh sowie ein Prosumeranteil im jeweiligen Netzgebiet 10 % angenommen. Die Untersuchungen ergaben, dass bei einem Grundpreisaufschlag in Höhe von 70 bis 90 % des regulären Grundpreises, der in Tenorziffer 8.2 S. 5 festgelegte Anteil des Grundpreises an den Erlösen erreicht werden kann, ohne dass Prosumer im Durchschnitt einer Mehrbelastung gegenüber regulären Letztverbrauchern unterlägen.

²⁶ Siehe dazu Festlegung der Beschlusskammer 6 zur Anpassung der Marktkommunikation zur Realisierung der nach dem Messstellenbetriebsgesetz geforderten Übermittlung von Zählerstandsgängen (Datenübermittlung ZSG) sowie Anlage 1a der Festlegung, Az.: BK6-24-174.

12.2.5 Anteil Grundpreis an den Erlösen

- 300 Tenorziffer 8.2 S. 4 legt den Erlösanteil des Grundpreises einschließlich des Grundpreisaufschlags für Prosumer nach Satz 3 fest.
- 301 Im Status quo unterscheiden sich die Grundpreise sehr stark zwischen den Verteilernetzbetreibern. Eine Untersuchung für das Jahr 2026 hat gezeigt, dass die Erlöse aus dem Grundpreis bei den 170 Verteilernetzbetreibern in Zuständigkeit der BNetzA in einer Bandbreite von 0 - 60 % liegen. Es ergibt sich ein gewichteter Durchschnitt von rund 30 %. Dies führt zu einer uneinheitlichen und teilweise stark divergierenden Kostenallokation zwischen vergleichbaren Netznutzern.
- 302 Die Erhebung von Grundpreisen im niedrigen prozentualen Bereich oder der Verzicht auf eine Erhebung führt zu einer schwächeren Kostenreflexivität. So besteht die Gefahr, dass bei Entnahmestellen mit sehr geringem Netzbezug oder bei durch Eigenverbrauch reduziertem Netzbezug kein adäquater Beitrag zur Deckung der Netzkosten erzielt werden kann. Daneben führt die unterschiedliche Erhebung von Grundpreisen in verschiedenen Netzgebieten ohne das Vorliegen eines objektiven Grundes zu einer Ungleichbehandlung und somit zu einer Diskriminierung im Sinne des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 2 VO (EU) 2019/943.
- 303 Aus diesen Gründen ist eine Angleichung geboten. Durch die Vorgabe einer Bandbreite von 20 - 40 % des Erlösanteils durch Grundpreise wird einerseits insofern eine Harmonisierung erreicht, als sich alle Netznutzer an den Kosten beteiligen. Andererseits verbleibt den Netzbetreibern aber auch ein gewisser Spielraum für netzindividuelle Gegebenheiten. So hat insbesondere die Anzahl der Entnahmestellen in einem Netz eine große Auswirkung auf die absolut zu entrichtenden Grundpreise. Durch eine niedrige untere Grenze sollen exorbitant hohe Grundpreise in Netzen mit einer geringen Anzahl von Verbrauchern vermieden werden. Berechnungen der Bundesnetzagentur haben gezeigt, dass eine Bandbreite von etwa 10 Prozentpunkten um den derzeitigen Durchschnitt von 30 % größere Änderungen der Netzentgeltbelastung einzelner Netzkunden sowie sehr hohe Grundpreise vermeiden kann. Eine noch größere Bandbreite würde die gewünschte Harmonisierung dagegen wieder zu sehr abschwächen.

12.2.6 Entgelte für Anlagen zur Straßenbeleuchtung

304 Tenorziffer 8.2 S. 5 regelt die Entgelterhebung für im Verteilernetz angeschlossene Anlagen zur Straßenbeleuchtung. Die Beschlusskammer ist zu dem Entschluss gekommen, die Systematik des § 17 Abs. 6 S.4 StromNEV in der Fassung vom 22.12.2023 BGBl. 2023 I Nr. 405 weiterzuführen. Die schätzungsweise bzw. rechnerische Ermittlung von Arbeit und Kapazität gilt weiterhin als zweckmäßiges Instrument zur Vermeidung eines wirtschaftlich nicht sinnvollen Einbaus von Messeinrichtungen in Anlagen zur Straßenbeleuchtung und kann unter bestimmten Voraussetzungen angewendet werden.²⁷ Voraussetzung zur Sicherstellung einer kostenreflexiven Bepreisung ist dabei eine Berechenbarkeit bzw. Schätzbarkeit des Lastgangs durch Vorliegen der Ein- und Ausschaltzeiten der Straßenbeleuchtung, die mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu vergleichbaren Ergebnissen führt wie eine Leistungsmessung mittels Lastgangmessung. Eine Berechnung der Entgelte anhand einer bestellten Kapazität sowie einer gemessenen Arbeit ergäbe deutlichen Mehraufwand ohne im Durchschnitt zu ins Gewicht fallenden Entgeltveränderungen zu führen. Zusammenfassungen von mehreren Straßenbeleuchtungsanlagen zur gemeinsamen Abrechnung aufgrund guter fachlicher Praxis sind zulässig.

12.3. Pflicht des Lieferanten zur Prosumerausweisung

305 Gemäß Tenorziffer 8.3 müssen Stromlieferanten ab dem 01.04.2028 die Prosumereigenschaft auf der Energierechnung im Sinne des § 40 EnWG ausweisen. Diese Verpflichtung dient dazu, für den betroffenen Letztverbraucher die eigene Prosumereigenschaft transparent darzustellen und die richtige Auswahl eines Energietarifs für Prosumer sowie Energielieferanten zu erleichtern. Die dafür erforderlichen Daten erhält der Lieferant im Rahmen der Marktkommunikation durch den zuständigen Netzbetreiber, sodass sie ihm bereits zum Zeitpunkt der Bekanntgabe dieser Festlegung vorliegen.

12.4. Entnahmestellen mit einer jährlichen Entnahme über 100.000 Kilowattstunden bzw. einer Entnahmestelle oberhalb der Niederspannung.

306 Gemäß Tenorziffern 8.4 und 8.5 umfasst das Entgeltsystem für Verbraucher in der Niederspannungsebene mit einem Jahresverbrauch ab 100.000 Kilowattstunden und für Verbraucher oberhalb der Niederspannung einen Kapazitätspreis auf eine bestellte

²⁷ So auch die Begründung zur Einführung des § 17 Abs. 6 S. 4 StromNEV, BR-Drs. 447/13 (Beschl.), 16.

Kapazität und einen zweigliedrigen Arbeitspreis auf aus dem Netz entnommen elektrische Arbeit. Im Grundsatz entscheidet der Netznutzer nach Tenorziffer 8.4 Satz 2 und 4 vor Jahresbeginn über seine Bestellkapazität, auf die der Kapazitätspreis entfällt. Um eine Mindestbeteiligung über ein Kapazitätsentgelt sicherzustellen, sieht Tenorziffer 8.4 S. 3 eine Mindestbestellkapazität in Höhe von 10 % der Jahreshöchstlast der Entnahmestelle in dem der Bestellung vorgegangenen Jahr vor. Insbesondere seitens der Netzbetreiber wurde im Rahmen der Konsultation vorgeschlagen, eine hohe Mindestkapazität (> 50 % der Netzanschlusskapazität) einzuführen, um geringe Besserstellungen auf Kosten von anderen zu vermeiden. Dieses Argument ist im Grundsatz nachvollziehbar. Berechnungen zeigen jedoch, dass eine deutlich geringere Mindestkapazität als gefordert wurde ausreicht, um zu verhindern, dass sich Verbraucher mit einer sehr geringen Benutzungsstundenzahl nicht mehr adäquat an den Netzkosten beteiligen. Wie in anderen Stellungnahmen angemerkt, würde mit der Vorgabe einer hohen Mindestkapazität ansonsten der intendierte Abbau des Flexibilitätshemmnisses wieder konterkariert. Entgegen anderslautender Einschätzungen wird grundsätzlich nicht die Netzanschlusskapazität als Bezugspunkt für die Mindestkapazität gesetzt, sondern die vorherige Jahreshöchstlast der Entnahmestelle, da ansonsten die oft vorliegende Personentrennung zwischen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer problematisch für die Umsetzung sein könnte. Auf die Netzanschlusskapazität wird jedoch nach Tenorziffer 8.4 Satz 7 bei neuen Netzanschlüssen abgestellt, weil insofern naturgemäß keine Vorjahresdaten vorliegen (dazu unten, Rn. 301).

307 Die Obergrenze der Bestellkapazität bildet nach Tenorziffer 8.4 Satz 3 und 7 die Netzanschlusskapazität. Dieser Forderung seitens der Netzbetreiber im Rahmen der Konsultation ist die Beschlusskammer gefolgt. Ein Netzbetreiber sollte sich auf die vertraglich vereinbarten Höchstwerte verlassen können. Möchte ein Anschlussnehmer diese ändern, geschieht das im Rahmen einer Vertragsanpassung, die ggf. eine Netzverträglichkeitsprüfung sowie einen neuen BKZ beinhalten kann.

308 Nach Tenorziffer 8.4 Satz 4 obliegt es dem Verbraucher dem jeweiligen Netzbetreiber nach der Veröffentlichung des Preisblattes und vor Beginn des Kalenderjahres, für das das Preisblatt gilt, seine Kapazitätsbestellung mitzuteilen. Von Seiten verschiedener Netzbetreiber wurde im Rahmen der Konsultation der Orientierungspunkte zum Grundmodell gefordert, die Kapazitätsbestellung müsse zeitlich vor der Veröffentlichung

des Preisblatts erfolgen. Diesem Ansinnen folgt die Beschlusskammer nicht. Auch heute erfolgt die Berechnung des Preisblatts eines Netzbetreibers auf Grundlage von Erfahrungswerten über das kollektive Nutzungsverhalten der Netznutzer. Netznutzer können auch heute schon auf Grundlage des bereits veröffentlichten Preisblatts ihre Netznutzungsentscheidungen treffen. Diese hängen naturgemäß von der Höhe der Entgeltkomponenten ab.

309 Verzichtet der Netznutzer auf die Bestellung einer Kapazität, leitet der Netzbetreiber die Bestellkapazität nach Tenorziffer 8.4 Satz 5 aus den dem Netzbetreiber vorliegenden Lastgängen des Netznutzers ab. Bereits zur Bestimmung von Kapazitäts- und Arbeitspreisen zur Deckung der zulässigen Erlöse einer Netzebene trifft der Netzbetreiber unter Berücksichtigung zurückliegender Lastgänge eine Annahme bzgl. der Bestellkapazität des Netznutzers. Dies unterscheidet sich nicht wesentlich von dem Vorgehen im bisherigen Rechtsrahmen – auch hier musste der Netzbetreiber ohne die Bestellung eines Kunden ein Leistungsentgelt in die vorläufige Abrechnung stellen und hat dies aus Erfahrungswerten abgeleitet. Dabei hat der Netzbetreiber die ihm zumutbare Sorgfalt walten zu lassen, in dem er die Bestellkapazität in einer Weise bestimmt, wie es unter Berücksichtigung der ihm zur Verfügung stehenden Daten in der Vorausschau auf das kommende Jahr als sachgerecht erscheint. Netznutzer, die ihrer Obliegenheit nach Tenorziffer 8.4 Satz 4 nicht nachkommen, tun dies im Bewusstsein, dass der Netzbetreiber naturgemäß nur auf Vergangenheitswerte zurückblickend eine Abschätzung treffen kann und nicht über alle Kenntnisse verfügt, die der Netznutzer selbst für seine Entscheidung heranziehen würde.

310 Abweichende Regelungen werden in Tenorziffer 8.4 Satz 6 bis 8 in Ermangelung eines Vorjahreslastgangs für neu errichtete Netzanschlüsse im ersten Kalenderjahr ihrer Nutzung getroffen. In diesen Fällen hat der Netzbetreiber gemäß Satz 7 ex-post im Wege der Bestabrechnung auf Grundlage seines Preisblattes und unter Heranziehung des tatsächlichen Abnahmeverhaltens eine Bestellkapazität zu wählen, die zur geringstmöglichen Netzentgeltbelastung führt. Eine ex-ante Kapazitätsbestellung durch den Netznutzer erfolgt hier nicht. Die Bestellkapazität hat nach Satz 8 hat im Zuge der Abrechnung zwischen 10 Prozent und 100 Prozent der Netzanschlusskapazität zu betragen.

311 Tenorziffer 8.5 regelt die Einführung der Arbeitspreise AP1 und AP2. Nach Satz 1 sind alle Netzbetreiber verpflichtet, diese Arbeitspreise zu bilden und Satz 2 stellt klar, dass die Gesamtbepreisung der Arbeit sich aus der Summe der sich aus der Anwendung von AP1 und AP2 ergebenden Beträge ergibt. Die Sätze 3 und 4 regeln, dass der AP1 auf die innerhalb der Bestellkapazität bezogenen Mengen Anwendung findet und der AP2 auf die übrigen Mengen. Die Sätze 5 und 6 der Tenorziffer 8.5 regeln Vorgaben zur Höhe der beiden Arbeitspreise AP1 und AP2 und damit mittelbar auch des Kapazitätspreises. Ziel der Vorgaben ist es, eine kostenorientierte Bepreisung und eine Harmonisierung zwischen den Netzgebieten zu erreichen sowie kein neues Flexibilitätshemmnis zu schaffen. Der AP1 ist durch den Netzbetreiber so zu wählen, dass multipliziert mit der erwarteten Jahresarbeit aller Letztverbraucher der Ebene, 30 bis 60 Prozent der von diesen Letztverbrauchern zu tragen Kosten der Ebene gedeckt würden. Die verbleibenden Erlöse sind durch den Arbeitspreisaufschlag (also der Differenz zwischen AP2 und AP1) für Arbeitsmengen oberhalb der Bestellkapazität, sowie den Kapazitätspreis für die bestellte Kapazität zu erzielen. Dabei hat der AP2 in Höhe von mindestens 200 Prozent bis maximal 350 Prozent des AP1 die Rationalisierung der Kapazitätswahl zum Ziel. Berechnungen zeigen, dass die Vorgaben zur Höhe von AP1 und zum AP2 zu AP1-Verhältnis die oben genannten Ziele am besten erfüllt. Zentral ist, dass die Vorgabe zum AP2 zu AP1 Verhältnis und die damit einhergehende Rationalisierung der Kapazitätswahl das Kriterium der Kostenorientierung im Sinne des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S.1 VO (EU) 2019/943 erfüllen, da die bereitzustellende Kapazität insbesondere in den höheren Spannungsebenen der wesentliche Treiber der Netzkosten ist. Damit abzuwägen ist insbesondere der Anreiz aus Kapazitätspreisen, die Nutzung des Netzes einzuschränken, auch wenn keine Knappheit vorliegt. So können Kapazitätspreise ein Hemmnis für die nach 18 Abs. 2 b) VO (EU) 2019/943 zu fördernde Integration von erneuerbaren Energiemengen darstellen. Daher hat die Beschlusskammer die Vorgaben zum Verhältnis der beiden Arbeitspreise so gewählt, dass beide Ziele ausgewogen verfolgt werden können. Dabei hat die Beschlusskammer auch berücksichtigt, dass das AP2-Niveau direkt in die Grenzkosten von Lastverlagerungen einfließt und mit möglichen Erlösen, beispielsweise durch Arbitrage auf den Strommärkten abgewogen wird. Ein zu hoher AP2 würde als Flexibilitätshemmnis wirken. Dies sucht die Beschlusskammer durch die relative Höhenbegrenzung zu vermeiden. Darüber hinaus führt die Begrenzung der Erlöse durch den Kapazitätspreis zu höheren

Arbeitspreiskomponenten und entspricht damit dem Ziel der Energieeffizienz nach Art. 27 Abs. 1 i.V.m. Art. 3 RL (EU) 2023/955, da der Bezug jeder weiteren Einheit zu höheren Kosten führt.

312 Durch den zweistufigen Arbeitspreis in Kombination mit dem Kapazitätspreis auf die Bestellkapazität werden die Flexibilitätspotentiale von Verbrauchern zur Reaktion auf Marktpreise gehoben. Im Vergleich zu einer „klassischen“ Systematik aus Leistungs- und Arbeitspreis, in der eine Vergleichmäßigung der Last aufgrund der hohen Grenzkosten neuer Lastspitzen angereizt wird, eröffnet der vorliegende Ansatz deutlich mehr Spielraum für Reaktionen auf Marktpreise. Denn die zusätzlichen Grenzkosten, die aus dem AP2 resultieren, sind vergleichsweise gering. Dadurch wird dem europarechtlichen Grundsatz der Förderung von Lastflexibilität und der Integration erneuerbarer Energie Rechnung getragen. Gleichzeitig muss der AP2 gemäß Tenorziffer 8.5 S. 6 zwischen 200 Prozent und 350 Prozent des AP1 liegen, wodurch er geeignet ist, Kapazitätsüberschreitungen kostenreflexiv zu bepreisen.

313 Auf diese Weise rationalisiert der zweigliedrige Arbeitspreis die Höhe der Kapazitätsbestellung. Eine zu niedrige Kapazitätsbestellung würde in Abhängigkeit der Jahresdauerlinie eines Netznutzers unwirtschaftlich.

314 Eine im Vergleich zur heutigen Netzentgeltsystematik signifikant höhere Gefahr starker Gleichzeitigkeiten durch Reaktionen auf extrem negative Marktpreise wegen reduzierter Netzentgeltgrenzkosten erkennt die Beschlusskammer nicht. Zum einen hängt die Entscheidung, Verbrauch in betrieblichen Prozessen zeitlich zu verschieben, nicht allein von Marktpreisen und Netzentgelten ab. Die Preissensitivität von Verbrauchern ist begrenzt. Zum anderen sind extrem negative Marktpreise insbesondere Folge sehr niedriger Nachfrage in wenigen Stunden an Sonn- und Feiertagen. Ergäbe sich aus der Verschwendung von Strom ein tragfähiges Geschäftsmodell, käme dieses auch unter der heutigen Netzentgeltsystematik im Rahmen der bisherigen individuellen Jahreshöchstlasten der Netznutzer zum Einsatz. Mit zunehmender Nachfrage würden Marktpreise zudem steigen, das vermeintliche Geschäftsmodell aus der Verschwendung von Strom löste sich auf.

315 Durch die Ausgestaltung in den Tenorziffern 8.4 und 8.5 kann auch eine notwendige Harmonisierung zwischen den Netzgebieten erreicht werden, ohne dass die lokalen Gegebenheiten außeracht bleiben. Zu starke Unterschiede bei der Quotelung der

Erlösanteile aus den verschiedenen Entgeltkomponenten würden zu sehr unterschiedlichen Wirkungen der Netzentgeltsystematik in den verschiedenen Netzgebieten führen. Durch die vorgegebene Spannbreite werden vergleichbare wirtschaftliche Verhältnisse in Bezug auf die Netznutzung gefördert.

- 316 Auch die Konsultationsbeiträge verlangen weitgehend einhellig nach Vorgaben, ggf. auch in Bandbreiten, seitens der Beschlusskammer hinsichtlich der Parametrierung der Entgeltkomponenten. Insbesondere von Netzbetreibern wird ein hoher Erlösanteil des Kapazitätsentgelts gefordert, um stark schwankende Erlöse zu vermeiden. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die gewählten Bandbreiten verlässliche Erlöse sicherstellen. Ohnehin würden Schwankungen, wie bisher auch, über das Regulierungskonto zeitnah und sicher ausgeglichen.
- 317 Im Rahmen der Konsultation wurde seitens einiger Verteilernetzbetreiber stark kritisiert, dass das Modell der Bestellkapazität nicht dazu geeignet sei, den Anreiz zur Aufgabe nicht genutzter vertraglich vereinbarter Netzanschlusskapazität zu setzen. Die Beschlusskammer kennt das grundsätzliche Anliegen. Es ist aber nicht Gegenstand der Entgeltsystematik, sämtliche wünschbare Ergebnisse herbeizuführen. Zum einen würde die Kopplung der Bestellkapazität an die Netzanschlusskapazität in zahlreichen Fällen zu Umsetzungsschwierigkeiten führen, da es oftmals keine Personenidentität zwischen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer gibt, wie auch der BDEW in seiner Stellungnahme zu den Orientierungspunkten bzgl. der Entgeltkomponenten konstatiert. Zum anderen folgt die Beschlusskammer dem Argument der Industrieverbände, dass eine solche Kopplung den Elektrifizierungsbemühungen entgegenstehen würde, da ein Anreiz bestünde, die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu reduzieren. Hinzuzufügen ist, dass eine Kopplung an die Netzanschlusskapazität zusätzlich den Anreiz setzen würde, vorhandene Flexibilität primär zur Glättung des Bezugsprofils einzusetzen. Das Ziel der Freigabe ungenutzter Anschlusskapazität kann und muss auf anderem Wege erreicht werden.
- 318 In den Stellungnahmen wurden insbesondere als Alternative zum Arbeitspreis zwei verschiedene Vorschläge eingebracht. Tatsächlich könnte etwa auch der vorgeschlagene zweigliedrige Kapazitätspreis, beispielsweise aus garantierter und optionaler Kapazität sowie ein dynamisierter Kapazitätspreis bei Überschreitung der Bestellkapazität zu einer rationalen Kapazitätsbestellung, einer angemessenen Kostenbeteiligung führen, ohne

ein übermäßiges Hemmnis für flexibles Verhalten zu schaffen. Die Beschlusskammer hat sich jedoch dafür entschieden, Finanzierungsfunktion und Anreizfunktion voneinander zu trennen. Dadurch lassen sich zielsicher nicht gewünschte Anreize vermeiden und gewünschte Anreize setzen. So wären dynamische Kapazitätspreise im Hinblick auf die zeitliche Granularität auch bei einer zeitvariablen Ausgestaltung zwangsläufig weniger treffgenau als die angedachten dynamischen Arbeitspreise. Auch könnten nur in den Fällen gezielte Anreize zu einem höheren oder niedrigeren Verbrauch gesetzt werden, wenn sich die Bezugsleistung ohnehin schon um die Kapazitätsgrenze herumbewegt.

319 Als weitere Alternativen werden auch abgewandelte Leistungspreise vorgeschlagen. Beispielsweise könnte die Regelung zur atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) ausgeweitet werden oder auf eine perzentile Betrachtung anstatt der Leistungsspitzen gesetzt werden. Aus Sicht der Beschlusskammer können diese Ansätze in geringem Umfang das Flexibilitätshemmnis von Leistungspreisen verhindern. In der Gesamtabwägung reicht dies jedoch nicht aus, um insbesondere die nach 18 Abs. 2 b) VO (EU) 2019/943 geforderte stärkere Integration von erneuerbaren Energiemengen hinreichend zu fördern.

320 Tenorziffer 8.5 beinhaltet Vorgaben zur Bildung der Entgelte für den Messstellenbetrieb einschließlich des Messentgelts. Insofern wird die bisherige Systematik fortgeführt.

13. Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen (Tenorziffer 9)

13.1. Einführung

321 Mit der Tenorziffer 9 werden Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion eingeführt. Ziel der Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion ist die Beteiligung der Einspeiser an den Kosten für die Nutzung der Netzinfrastruktur. Durch die Einführung von Einspeiseentgelten werden außerdem Anreize geschaffen, die Netznutzung effizienter zu gestalten. Einspeiser werden motiviert, ihre Kapazität vertraglich so festzulegen, dass sie diese auf das tatsächlich notwendige Maß reduzieren. Dies trägt zu einem kosteneffizienten Netz bei.

322 2026 liegen die Netzkosten in Deutschland bundesweit bei rund 37 Milliarden Euro. Für Haushaltskunden machen die Netzentgelte dabei rund ein Drittel (ca. 30%) ihres Strompreises aus, für Industriekunden ohne Rabatte ein Fünftel (ca. 20%). Bisher tragen diese Kosten ausschließlich Verbraucherinnen und Verbraucher. Einspeiser, die ebenfalls Netzkosten verursachen, tragen bisher nicht zur Finanzierung dieser Kosten bei. Das Energiesystem steht in dieser Phase der Energiewende unter enormem Druck. Der Investitionsbedarf ist hoch. Die Übertragungsnetzbetreiber schätzen den Bedarf bis 2045 auf rund 365 bis 390 Milliarden Euro. Davon entfallen allein rund 150 Milliarden Euro auf Offshore-Netzanbindungen. Die größten Verteilernetzbetreiber schätzen zusätzlich ihren Investitionsbedarf im selben Zeitraum auf etwas über 200 Milliarden Euro. Bau und Betrieb der Infrastruktur wird damit deutlich teurer. Umso entscheidender ist, dass künftig alle Nutzerinnen und Nutzer an der Finanzierung der Netze beteiligt werden und kosteneffiziente Anreize hinsichtlich der Kapazitätswahl gesetzt werden.

323 In Deutschland sind Einspeiser nach den Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung von der Zahlung allgemeiner Netzentgelte ausgenommen, obwohl die Entstehung der Netzkosten in hohem Maße auch durch die konventionelle und erneuerbare Einspeisung geprägt ist. Die Privilegierung nach der Stromnetzentgeltverordnung, dass Einspeiseentgelte nicht erhoben werden können, hat mit steigender Transportentfernung von Erzeugung und Verbrauch zu einer unsachgemäßen Verteilung der Netzkosten zwischen den Verteilernetzgebieten geführt. Das hat schließlich eine Korrektur der Kostenverteilung erfordert: Die Mehrkosten aus der Integration der Erneuerbaren Energien werden seit 2025 über einen eigenen Mechanismus in Form des EE-Mehrkostenausgleichs für eine verteilungsgerechtere Allokation einspeisebezogener

Netzkosten umverteilt. Die Finanzierung erfolgt dabei außerhalb der allgemeinen Stromnetzentgelte über eine vollständig arbeitspreisbasierte Umlage (dem Aufschlag für besondere Netznutzung), wobei kleine Verbraucher den größten Anteil tragen. Dieser Mechanismus bleibt auch nach Einführung von AgNES erhalten.

324 Die Wälzung der Netzkosten allein auf die Letztverbraucher stößt aber zunehmend an die Grenzen der wirtschaftlichen Tragfähigkeit. Wenn Netze primär ausgebaut werden müssen, um dezentrale Erzeugungsspitzen aufzunehmen, verlangt das ökonomische Verursacherprinzip, dass die Einspeiseseite an diesen Kosten beteiligt wird. Die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion schließt diese Regulierungslücke. Eine kostenreflexive Kostenbeteiligung der Einspeiser an den Netzkosten sorgt für eine Verbraucherentlastung, weil im Gegensatz zum EE-Mehrkostenausgleich nicht nur Kosten innerhalb der Gruppe der Letztverbraucher umverteilt werden. Das trägt dann insgesamt zu einer Absenkung der von Verbrauchern zu tragenden Netzkosten bei. Dies kann nachhaltig zu einer breiteren Kostenträgerbasis beitragen. Diese droht nämlich angesichts der massiven strukturellen Veränderungen im Energieversorgungssystem zunehmend zu erodieren. Dies fördert ein Herausoptimieren der bisherigen zahlungspflichtigen Netznutzer aus der Solidargemeinschaft, was wiederum die Netzentgeltbelastung der verbleibenden Zahler erhöht.

13.2. Rechtliche Grundlagen für den Anwendungsbereich

13.2.1. Zulässigkeit der Erhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion

325 Das deutsche Recht schließt in § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV Einspeiseentgelte in Form von Netznutzungsentgelten. Einspeiseentgelte können jedoch in den Anwendungsbereich der unionsrechtlichen Netzentgeltvorschriften fallen. Denn die Netzentgeltregelungen der EltRL knüpfen durchgängig an den Begriff des „Netznutzers“ an (Art. 6 Abs. 1 S. 1, Art. 31 Abs. 2, Art. 40 Abs. 1 lit. f EltRL), der nach der Legaldefinition des Art. 2 Nr. 36 EltRL sowohl einspeisende als auch versorgte Personen erfasst. „Netznutzer“ ist dabei eine natürliche oder juristische Person. Entsprechend unterstellt Art. 3 lit. q EltVO sämtliche „Marktteilnehmer“ – wozu gemäß Art. 2 Nr. 25 EltVO auch Erzeuger zählen – den Netzzugangsbedingungen. Ausdrücklich erzeugerbezogene Entgeltregelungen enthalten zudem Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO (Diskriminierungsverbot zwischen Erzeugungsanlagen der Verteiler- und Übertragungsebene) sowie Art. 18 Abs. 3 EltVO (Tarife gegenüber Erzeugern und/oder Endkunden). Für Eigenversorger im Bereich

erneuerbarer Energien statuiert Art. 21 Abs. 2 lit. a i) EE-RL eine mitgliedstaatliche Schutzpflicht gegen diskriminierende oder unverhältnismäßige, nicht kostenorientierte Verfahren, Umlagen, Abgaben und Netzentgelte. Art. 2 i.V.m. Teil B Nr. 1 VO (EU) 838/2010 begrenzt schließlich die von Erzeugern zu zahlenden durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte. Nach der für die AgNes-Festlegung maßgeblichen Unterscheidung zwischen Finanzierungs- und Anreizfunktion betreffen manche dieser Normen vorrangig Anreizentgelte und bleiben hier außer Betracht – so Art. 18 Abs. 3 EltVO, soweit er standortbezogene Investitionssignale sowie Netzverluste, Engpässe und Infrastrukturkosten adressiert. Dessen Einleitungssatz stellt jedoch allgemein – auch für Finanzierungsentgelte – klar, dass Tarife gegenüber Erzeugern oder Endkunden oder beiden erhoben werden dürfen. Noch deutlicher zeigt sich die Zulässigkeit einspeiseseitiger Finanzierungsentgelte in Art. 2 i.V.m. Teil B Nr. 1 VO (EU) 838/2010: Indem Teil B Nr. 2 Abs. 2 Nr. 2 und 3 VO (EU) 838/2010 die Erzeugerentgelte für Hilfsdienste und spezifische Netzverluste – mithin gewichtige Anreizentgelte – bewusst ausklammert,²⁸ erfasst die Vorschrift im Kern Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion.

13.2.2 Regelungskompetenz

³²⁶ Die Regelung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion ist von der allgemeinen Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG gedeckt. Einschlägig ist insoweit namentlich der Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG, wonach die Regulierungsbehörde Regelungen zur „verursachungsgerechten und sachgerechten Verteilung von Netzkosten auf verschiedene Nutzergruppen“ sowie zur Anreizsetzung für Netzentlastung, Netzausbau, Effizienz und Flexibilität treffen kann. Als „Nutzergruppe“ in diesem Sinne sind – entsprechend der Definition des „Netznutzers“ in § 3 Nr. 78 EnWG – auch einspeisende Personen zu qualifizieren, wobei zwischen Erzeugern und Speichern zu differenzieren ist (§ 3 Nr. 36, Nr. 43, § 17 Abs. 1 S. 1 EnWG). Bereits die erste Regelungsalternative des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG – Verteilung von Netzkosten auf Nutzergruppen – belegt, dass die Festlegungskompetenz auch Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion erfasst.

²⁸ Vgl. dazu die Ausführungen zur inhaltlich übereinstimmenden Vorgängerregelung bei ERGEG, Guidelines on transmission tariffication, 18.07.2005, Explanatory Note, S. 2 f.

327 Die nähere Ausgestaltung solcher Entgelte, insbesondere hinsichtlich Auswahl und Zuschnitt der Entgeltkomponenten, findet ihre Grundlage in § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. d EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen „zu verschiedenen Entgeltkomponenten, einschließlich Entgelten für den Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung sowie Elementen, die auf die Netzanschlusskapazität bezogen sind“, treffen. Die Ermächtigung umfasst folglich sowohl leistungs- bzw. kapazitätsbezogene als auch arbeitsbezogene Entgeltkomponenten.

13.3. Zahlungspflichtige (Tenorziffer 9.1.)

328 Die Tenorziffer 9.1 mit den Sätzen 1 und 2 bestimmt den Adressatenkreis nach Schwellenwerten. Bei der Ausgestaltung des Kreises der Zahlungspflichtigen hat die Beschlusskammer insbesondere den Finanzierungsumfang, die administrative Umsetzung und anderweitige Zahlungsverpflichtungen von Anlagenbetreibern berücksichtigt.

329 Die Festlegung knüpft bei der Pflicht zur Entrichtung des Einspeiseentgelts primär an den Status einer „in Betrieb“ befindlichen Anlage nach dem Marktstammdatenregister an. Entscheidend ist, dass über den Anschluss eine Einspeisekapazität für eine eigenverantwortliche Netznutzung (sei es durch kommerzielle Marktteilnahme oder durch die Einspeisung von Überschussmengen aus der Eigenversorgung) bereitgestellt wird. Zahlungspflichtig sind ebenfalls Einspeisekapazitäten, die sich auf Anlagen in der gesetzlichen Netzreserve beziehen, die als vorläufig stillgelegt geführt werden. Einspeisekapazitäten von Anlagen in der Netzreserve nach endgültiger Stilllegung, sind aufgrund der fehlenden Netznutzung und Marktteilnahme von der Zahlungspflicht der Einspeiseentgelte ausgenommen. Ihre Einspeisekapazität steht lediglich eigenverantwortlich den Übertragungsnetzbetreibern als Systemdienstleistung auf Anweisung zur Verfügung.

13.3.1. Zahlungspflicht ab 30-kW-Schwelle (Bagatellwert)

330 Die 30-kW-Schwelle ist die sachgerechte Grenze, da sie die Einheit der Rechtsordnung wahrt und auf eine angemessene ökonomische Wirkung abzielt. Sie übernimmt die Wertentscheidung des § 3 Nr. 72 EStG, kleine Anlagen bis zu 30 kW als steuerfreie „Prosumer-Lösungen“ zu entlasten und gewährleistet damit eine steuerrechtliche Konsistenz. Sie korrespondiert auch mit der derzeitigen Vorgabe für BKZ gegenüber Letztverbrauchern in der Niederspannung aus § 11 Abs. 3 NAV, bei der kleinere

Leistungsanforderungen von der Zahlung eines BKZ befreit werden und gewährleistet damit auch eine netzregulatorische Konsistenz. Netzanschlüsse mit Kleinanlagen unter 30 kW verzeichnen im Verhältnis zu ihrem Systembeitrag einen unverhältnismäßig hohen Abrechnungs- und Erfassungsaufwand. Eine Einbeziehung würde den Netzbetreibern erhebliche administrative Kosten aufbürden, die letztlich die volkswirtschaftliche Effizienz des Gesamtsystems schmälern. Die Festlegung dieser Bagatellgrenze schützt zudem den privaten Kleinzubau vor regulatorischen Hürden und vor einer Doppelbelastung.

13.3.1 Ausschlussstatbestand für Prosumer in der Niederspannungsebene mit einem Verbrauch bis 100.000 kWh

331 Prosumer in der Niederspannungsebene mit einem Verbrauch bis 100.000 kWh entrichten bereits im Rahmen des etablierten Grundmodells für die Eigenerzeugung einen spezifischen Preisaufschlag. Würde die Beschlusskammer diese Einspeisekapazitäten zusätzlich mit dem kapazitätsbasierten Finanzierungsentgelt belegen, läge eine Doppelbelastung desselben Tatbestands vor. Die Ausnahme dient somit der Rechtsklarheit und verhindert eine unzulässige Benachteiligung von Prosumern.

332 Bei dem genannten Schwellenwert handelt es sich um eine Freigrenze, nicht aber um einen Freibetrag. Wird der Schwellenwert überschritten, begründet dies die Zahlungspflicht für die Gesamtsumme der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität, die entsprechend dieser Regelung abrechnungsrelevant ist. Aus dem Umkehrschluss der Tenorziffer 9.1 Satz 3 folgt, dass zahlungspflichtig auch Betreiber von Stromerzeugungseinheiten sind, die sowohl einen Teil des erzeugten Stromes in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen und zum anderen einen Teil des Stroms zum Zwecke der Eigenversorgung oder etwa ohne Nutzung eines öffentlichen Netzes an Letztverbraucher weitergeben. Eine Aufspaltung zwischen Volleinspeisern und Teileinspeisern findet insoweit nicht statt. In beiden Varianten wird das Netz durch die Einspeisung zumindest eines Teils des Stroms genutzt und damit wird die Zahlungsverpflichtung von Einspeiseentgelten geboten. Ausnahmen für die Prosumer, deren Ausnahmetatbestand in Tenorziffer 9.1 Satz 3 geregelt sind, begründen sich demgegenüber – wie bereits dargelegt – dadurch, dass diese Betreibergruppe bereits durch den erhöhten Grundpreis gemäß Tenorziffer 8.2. Satz 3 für die weitergehende

Nutzung des Netzes zahlungspflichtig werden. Diese zusätzliche Zahlungspflicht trifft die übrigen Teileinspeiser nicht, sodass diese vorliegend in voller Höhe an der Finanzierung der Netzinfrastruktur in Form der Zahlung der Einspeiseentgelte herangezogen werden.

13.3.2 Ausschlussstatbestand für Steckersolargeräte i.S.d. Ziffer 2 Nr. 9

333 Steckersolargeräte stellen aufgrund ihrer Geringfügigkeit keine relevante Systemlast dar. Aus der systemischen Unerheblichkeit erwachsen auch keine nennenswerten Netzkosten, die es mit einem Einspeiseentgelt zusätzlich abzudecken gilt. Der geringe Nutzen würde außerdem in keinem Verhältnis zu dem administrativen Abrechnungsaufwand stehen.

13.3.3 Übergangsvorschriften nach Tenorziffer 17.4.

334 Alle Erzeugungsanlagen, die nicht explizit nach der Tenorziffer 9.1. Satz 2 von der Zahlungspflicht befreit sind, sind grundsätzlich dann verpflichtet, soweit sie während der Geltungsdauer der Festlegung eine Anlage in Betrieb haben. Für bestimmte Anlagen sieht die Beschlusskammer die Notwendigkeit, von der unmittelbaren Geltung ab dem Inkrafttreten dieser Festlegung jedoch abzusehen. Für diese Fälle wurde die Übergangsvorschrift in Tenorziffer 17.4. geschaffen. Auf den Inhalt und die Begründung wird insoweit verwiesen.

13.4. Einführung eines kapazitätsbasierenden Einspeiseentgeltes (Tenorziffer 9.1/9.2)

335 Aus den unter Ziffer 13.1. genannten Gründen ist die Beschlusskammer überzeugt, mit Einführung eines kapazitätsbasierten Einspeiseentgeltes die dargestellten – und im Folgenden konkretisierten – Ziele zu erreichen. Die Bundesnetzagentur hat bei der Einführung durch die bereits beschriebenen europarechtlichen und nationalen Vorgaben einen weiten Ermessensspielraum bei der Einführung und Ausgestaltung der Einspeiseentgelte.²⁹ In dem Orientierungspapier zu den Einspeiseentgelten vom 17.02.2026 hat sich die Beschlusskammer dezidiert mit den Vor- und Nachteilen der Auswirkungen verschiedener Modelle der Einspeiseentgelte auseinandergesetzt. Bereits damals tendierte die Beschlusskammer zunächst zu der Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion in Form von Kapazitätspreisen. Unter Berücksichtigung der bisherigen Einwände ist die Beschlusskammer überzeugt, dass

²⁹ Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik, S. 84, S. 88 ff.

für die angestrebte Zielerreichung die Einführung eines Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion in Form von Kapazitätspreisen geboten ist. Hierbei ist mit dem Blick auf andere europäische Staaten festzustellen, dass die Zahlungspflicht für Einspeiser ein praktizierter Mechanismus ist. Einspeiseentgelte werden in vielen europäischen Ländern in sehr unterschiedlicher Ausprägung sowohl auf Übertragungsnetz- als auch auf Verteilnetzebene erhoben. In den betrachteten Ländern kommen dabei sowohl arbeitspreisbasierte, leistungspreisbasierte als auch pauschale Entgelte zur Anwendung. In manchen Ländern sind diese Einspeiseentgelte zudem orts- und /oder zeitdifferenziert.³⁰

336 Vorliegend wurden verschiedene Varianten des Einspeiseentgeltes betrachtet. Im Ergebnis hat sich die Einführung eines Einspeiseentgelten in Form von Kapazitätspreisen als vorzugswürdigste Variante insbesondere aufgrund seiner Grenzkostenneutralität und positiven Lenkungswirkung herausgestellt.³¹ Nachfolgend werden die Zielvorgaben und die aus den Stellungnahmen vorgetragenen Kritikpunkte für die Einführung eines Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion in Form von Kapazitätspreisen dargestellt.

13.4.1 Finanzierungsziele

337 Durch die Einführung von Einspeiseentgelten werden Anreize geschaffen, die Netznutzung effizienter zu gestalten. Einspeiser werden motiviert, ihre Kapazität vertraglich so festzulegen, dass sie diese auf das tatsächlich notwendige Maß reduzieren. Dies trägt zu einem kosteneffizienten Netz bei.

338 Einspeiseentgelte stellen sicher, dass alle Nutzer des Energienetzes, sowohl Einspeiser als auch Verbraucher, einen Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten. Dies stellt eine gleichberechtigte Behandlung aller Marktteilnehmer sicher.

339 Die Einführung von Einspeiseentgelten schafft Planungssicherheit für alle Beteiligten. Einspeiser können ihre Investitionsentscheidungen auf einer klaren und transparenten Kostenbasis treffen, was die Attraktivität und Stabilität des Energiemarktes erhöht. Dies ist besonders wichtig für den weiteren Zubau von Erzeugungskapazitäten.

³⁰https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Vergleich_der_Netzentgelte_und_Netzentgeltsystematiken_in_Europa_f%C3%BCr_Strom.pdf

³¹ so auch: Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik, S. 96 f.

- 340 Die Entscheidung für eine kapazitätsbasierte Verteilung der Netzkosten basiert insbesondere auf der Eigenschaft der Grenzkostenneutralität: Da das Entgelt an der bereitgestellten Kapazität ansetzt und nicht pro eingespeister Kilowattstunde abgerechnet wird, beeinflusst es die variablen Kosten der Erzeugung nicht. Die Einsatzreihenfolge am Strommarkt (Merit Order) bleibt somit unverzerrt.
- 341 Auswirkungen auf den kurzfristigen Strommarkt sind nur dann zu erwarten, wenn bei einem preissetzenden Kraftwerk mit der zu produzierenden Einheit auch die bisherige vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität überschritten wird und dann die Zahlung eines zusätzlichen Entgelts fällig wird.
- 342 Aus Sicht der Beschlusskammer sind mengenbezogene Einspeiseentgelte aufgrund der fehlenden Grenzkostenneutralität (Belastung pro eingespeister kWh) für die Verteilung der einspeisebezogenen Netzkosten ungeeignet. Mengenbezogene Einspeisenentgelte stellen direkte zusätzliche variable Kosten dar, die grundsätzlich in die Gebote am Strommarkt eingepreist und damit direkt weitergewälzt werden können. Bei einer Weiterwälzung der Einspeiseentgelte würden die adressierten Kosten letztlich über einen höheren Strompreis an die Verbraucher direkt weitergereicht. Mit der Erhöhung des Strompreises würde sich eine Umverteilung zulasten größerer Verbraucher ergeben, da diese nun den für alle Verbraucher gleichen aber nach Einführung von mengenbezogenen Einspeiseentgelten höheren Marktpreis für Strom zahlen. Im Gegensatz zum Stromhandelspreis, der zunächst für alle gleich ist, zahlen größere Stromverbraucher aber aufgrund der Kostenwälzung bereits niedrigere Netzentgelte, die durch Sonderregelungen, z. B. für die stromintensive Industrie, noch deutlich niedriger ausfallen können. Dies wirkt der gewohnten und in der Regel auch volkswirtschaftlich effizienten Verteilungssystematik zwischen den Gruppen der Letztverbraucher entgegen.
- 343 Zudem stehen inländische Erzeugungsanlagen durch den grenzüberschreitenden Stromhandel in einem direkten Wettbewerb mit Anlagen im Ausland, die ggf. keine oder geringere Einspeiseentgelte zahlen müssen. Dadurch kann es zu einer Verlagerung der inländischen Produktion ins Ausland kommen und Importe ansteigen. Somit zeigt sich, dass mengenbezogene Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion mit hoher Wahrscheinlichkeit mit Wirkungen auf die Kostenallokation und Einflüsse auf die Merit-Order einhergehen können.

- 344 In den Stellungnahmen wird die Einschätzung der Beschlusskammer weitgehend geteilt, dass mengenbezogene Einspeiseentgelte für eine Finanzierungsbeteiligung ungeeignet sind.
- 345 Einspeiseentgelte in Form eines Grundpreises haben zwar auch keine Auswirkungen auf Einsatzentscheidungen für bestehende Erzeugungsanlagen, aber den Nachteil, dass Größenunterschiede, die Einfluss auf die Netzdimensionierung und die Netzkosten nehmen, bei der Zahlungsdimensionierung völlig ausgeblendet würden. Kapazitätspreise dagegen stellen sicher, dass die einspeisebezogenen Netzkosten fair anhand der tatsächlichen Kapazitätsanforderung der Einspeiser verteilt werden. Die Ausgestaltung der Einspeiseentgelte auf Basis der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität berücksichtigt die Kosten der Anlagen am Netzanschlusspunkt angemessen. Diese Ausgestaltung belohnt die wirtschaftlich effiziente Kapazitätswahl, ohne Anlagen mit einer geringeren Kapazitätsanforderung z. B. aufgrund einer niedrigeren Benutzungsstundenzahl oder niedrigeren Einspeiseleistung grundsätzlich zu benachteiligen.
- 346 Damit fehlt den Grundpreisen nicht nur die Lenkungswirkung, sondern es besteht auch die Gefahr, dass eine größenabhängige Auswirkung bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Anlagen entsteht.³²
- 347 Bei der Abstellung auf einen Leistungspreis besteht darüber hinaus die Gefahr, dass ein Anreiz zum Einsatz von Einspeiseanlagen gesetzt wird, der nicht immer netzdienlich ist.³³
- 348 Der Forderung seitens einiger Marktteilnehmer, netzdienliche Anlagen (z. B. Biogas, Wasserkraft) sollen von der Zahlungspflicht ganz oder teilweise befreit werden, findet seitens der Beschlusskammer bei den Finanzierungsentgelten keine Berücksichtigung. Finanzierungsentgelte dienen primär der gesicherten Refinanzierung von Netzkosten, die auch bei netzdienlicher Betriebsweise der Anlagen nie vollständig entfallen. Diese Entgelte sind daher technologieunabhängig ausgestaltet, um faire und diskriminierungsfreie Finanzierungsbeiträge aller Anlagen zu gewährleisten.
- 349 Im Gegensatz zu den Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion sind Netzentgelte mit Anreizfunktion darauf ausgelegt, eine netzdienliche Fahrweise der Erzeugungsanlagen zu

³² Vgl. hierzu: Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik, S. 95.

³³ Vgl. hierzu: Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik, S. 96.

honorieren. Durch die Aufteilung der Bundesnetzagentur in diese zwei Funktionen kann entsprechend sichergestellt werden, dass die Netzdienlichkeit von Erzeugungsanlagen in der Netzentgeltsystematik berücksichtigt und gefördert werden kann.

In den Stellungnahmen wurde von vielen Marktteilnehmern vorgetragen, dass Baukostenzuschüsse eine Alternative zu periodisch wiederkehrenden Einspeiseentgelten seien. Baukostenzuschüssen haben aus Sicht der Beschlusskammer primär eine Steuerungsfunktion, mit der die Kostenwirkungen von Investitionsentscheidungen im Zusammenhang mit Netzanschlüssen reflektiert und zu sparsamen Umgang mit Netzkapazität angereizt werden soll. Baukostenzuschüsse sind nach Auffassung der Beschlusskammer aber kein Substitut für Finanzierungsbeiträge aus einem Kapazitätspreis, weil sie keine fortlaufende Finanzierungsquelle für den gesamten Netzbestand sind.

13.4.2 Wirkung auf Zahlungspflichtige

350 Eine Vielzahl von Marktteilnehmern hat im Rahmen der Konsultation vorgebracht, dass die Einführung kapazitätsbasierter Einspeiseentgelte die Wirtschaftlichkeit von Projekten substanziell gefährde, zu Marktverzerrungen führe und die Realisierung von Neuanlagen hemme.

351 Diese Einwände greifen zur Überzeugung der Beschlusskammer jedoch zu kurz. Die ökonomischen Auswirkungen der Neuregelung erweisen sich bei gesamtwirtschaftlicher und regulatorischer Betrachtung als verhältnismäßig und für die Anlagenbetreiber zumutbar.

352 Auch andere Länder in der Europäischen Union haben Einspeiseentgelte oder ähnliche Mechanismen eingeführt, um Erzeugungsanlagen an den Netzkosten zu beteiligen.

353 Ein Blick in das benachbarte Ausland zeigt, dass vergleichbare Regelungen bereits gängige Praxis sind bzw. vergleichbar eingeführt werden. In Österreich werden Einspeiseentgelte mit zwei arbeitspreisbasierten Entgeltkomponenten für Einspeiser mit einer Leistung von mehr als 5 MW bereits erhoben:

- ein Systemdienstleistungsentgelt in Höhe von 0,080 ct/kWh
- und ein Netzverlustentgelt in Höhe von 0,279 ct/kWh.

354 Darüber hinaus wird zusätzlich ab 2027 ein Versorgungsinfrastrukturbeitrag von max. 0,05 Cent je eingespeister kWh bzw. 0,5 € je eingespeister MWh eingeführt. Der Beitrag

soll der Mitfinanzierung des Netzausbaus dienen. Er gilt für alle Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung über 20 kW. Die genaue Ausgestaltung des Beitrags wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus für jedes Kalenderjahr durch Verordnung festgelegt („Bei der Ausgestaltung des Versorgungsinfrastrukturbeitrags ist der wirtschaftliche Betrieb von Anlagen sowie das Unterbleiben nachteiliger Auswirkungen auf die Strompreisentwicklungen sicherzustellen. Bei der Berechnung ist auf eine gleichförmige Belastung je Netzebene Bedacht zu nehmen.“). Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag wird von den Netzbetreibern erhoben, an deren Netz die Anlagen angeschlossen sind und werden auch kostenmindernd der Netzentgeltkalkulation zugrunde gelegt.

355 Auch in Deutschland wird die Höhe der Einspeiseentgelte so gestaltet, dass sie die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen weiterhin sicherstellen wird. Zusätzlich wird für einen Teil der Bestandsanlagen Vertrauensschutz gewährt, mit dem die finanziellen Risiken zusätzlich reduziert werden. Die Beschlusskammer verkennt nämlich nicht, dass bestehende Erzeugungsanlagen auf Basis eines regulatorischen Umfelds kalkuliert wurden, das keine Einspeiseentgelte vorsah. Ein abrupter Systemwechsel könnte hier zu nicht zumutbaren Rentabilitätseinbußen führen. Um dem gebotenen Vertrauensschutz Rechnung zu tragen, sieht die vorliegende Festlegung weitreichende Übergangsregelungen vor. Akute ökonomische Härten oder gar Existenzgefährdungen im Anlagenbestand sind somit strukturell ausgeschlossen.

356 Für Neuanlagen, deren Investitionsentscheidung nach Bekanntmachung dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) getroffen wird, existiert kein schutzwürdiges Vertrauen in den temporären Fortbestand einer kostenfreien Netznutzung.

357 Die kapazitätsbasierten Entgelte stellen für Projektentwickler eine bekannte, fixe Kostenkomponente dar, die von vornherein in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie in die Finanzierungsstrukturen einbezogen werden kann. Die Marktteilnehmer sind gehalten, diese Netzkosten als Teil ihrer betriebswirtschaftlichen Realität zu internalisieren. Ein Anspruch auf die Aufrechterhaltung staatlich induzierter Renditeerwartungen zulasten der übrigen Netzentgeltzahler besteht nicht.

358 Die Behauptung, kapazitätsbasierte Entgelte würden die Stromgestehungskosten (LCOE) derart erhöhen, dass Projekte generell unwirtschaftlich werden, hält einer ökonomischen

Überprüfung nicht stand. Das Marktdesign verfügt über hinreichende Mechanismen, um diese Kostenstrukturen zu verarbeiten.

- 359 Soweit Erzeugungsanlagen einer gesetzlichen Förderung unterliegen (Ausschreibungssysteme (EEG / Kraftwerksstrategie), können die kapazitätsbasierten Netzentgelte über die Gebotspreise in den jeweiligen Ausschreibungen eingepreist werden. Die Bieter haben die Möglichkeit, gestiegene Fixkosten über höhere anzulegende Werte zu reflektieren. Die Refinanzierung der Anlagen kann somit über das Fördersystem und nicht allein zulasten der Investorenmargin sichergestellt werden.
- 360 Bei ungeforderten Anlagen können höhere Kosten über die Konditionen langfristiger Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements (PPAs)) grundsätzlich abgebildet werden.
- 361 Die vorgetragene Befürchtung der Branche, dass die Neuregelung den marktwirtschaftlichen PPA-Markt erheblich unter Druck setzt und Projekte verstärkt in die staatliche EEG-Vergütung drängt, weil die Kosten dort friktionsfreier weitergegeben werden können, teil die Beschlusskammer nicht. Der PPA-Markt verfügt über die nötige Flexibilität, um solche regional differenzierten Kostenstrukturen selbst zu verarbeiten, ohne dass es zu einer strukturellen Flucht in das EEG-Regime kommt.
- 362 Schließlich ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Einspeiser weder bei PPAs noch bei den EEG-Ausschreibungen nicht immer von einer vollständigen, linearen 1:1-Einpreisung der Einspeiseentgelte auszugehen. Selbst wenn Einspeiser versuchen, diese Kosten z. B. über höhere Gebote in den Förderregimen oder steigende Kapazitätspreise am Kapazitätsmarkt abzufedern, ist eine lückenlose Weitergabe an die Letztverbraucher im Marktumfeld nicht zu erwarten. Denn je nach konkreter geographischer Lage der Projekte können Anlagen individuell oft unterschiedliche Stromgestehungskosten aufweisen (z. B. durch besonders ertragreiche Standorte oder lokale Skaleneffekte). Diese bestehenden Kostenunterschiede werden im Wettbewerb schon heute nicht immer vollständig weitergegeben, sondern fließen in die allgemeine Margen- und Risikokalkulation der Projektentwickler ein.

- 363 Eine von RWE in Auftrag gegebene Studie von Frontier Economics zeigt ergänzend, dass Kapazitätsentgelte nicht zwangsläufig wieder beim Verbraucher landen.³⁴ Hier wird eine hinreichend große verbleibende Entlastung prognostiziert.
- 364 Trotz der Möglichkeit, die Kosten unter bestimmten Umständen über die Marktmechanismen teilweise weiterwälzen zu können, hält die Beschlusskammer an der Finanzierungsbeteiligung der Einspeiser fest, da das Instrument auch dann zwei fundamentale Ziele erreicht:
- 365 Die im Netz durch die Einspeisung real anfallenden Kosten werden dort sichtbar gemacht und erhoben, wo sie verursacht werden – direkt am Netzanschlusspunkt des Einspeisers. Die Netzinfrastuktur muss auch für die maximalen Einspeisespitzen der Erzeuger dimensioniert und vorgehalten werden. Werden die hierdurch induzierten Netzkosten nicht kostenreflexiv den Einspeisern angelastet, verbleiben sie vollständig asymmetrisch beim Letztverbraucher. Dies führt zu einer maximalen künstlichen Verbilligung der Einspeiseseite auf Kosten der industriellen und privaten Stromkunden, was den gesetzlichen Zielen eines preisgünstigen und effizienten Energieversorgungssystems (§ 1 EnWG) widerspricht.
- 366 Da das Entgelt als Kapazitätspreis ausgestaltet ist, wirkt das Preissignal direkt auf das Verhalten des Einspeisers bei der Kapazitätswahl. Er wird aus Eigeninteresse nur so viel Kapazität vertraglich vereinbaren, wie für seine Anlage betriebsnotwendig ist. Diese Anreizwirkung zu einer netzdienlichen Dimensionierung der Anschlusskapazität greift völlig unabhängig davon, ob und in welchem Umfang die Einspeiseentgelte nachgelagert über den Markt weitergegeben werden.

13.4.3 Finanzierungsumfang

- 367 Die Beschlusskammer hat die im Rahmen des Orientierungspapiers geäußerten Bedenken zur Kenntnis genommen. Insbesondere wurde von vielen Marktteilnehmern vielfach darauf hingewiesen, dass der Finanzierungsbeitrag der Einspeiser lediglich ca. 5 % der gesamten Netzkosten abdecken würde. Dieser geringe Nutzen stünde für die Verbraucher in keinem Verhältnis zu den Risiken und dem administrativen Abrechnungsaufwand.

³⁴ RWE, Folgen der Einführung von Einspeisenetzentgelten auf den deutschen Strommarkt, 20.02.2026, (siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/02_2026/20_02/7_RWE_Frontier_Economics.pdf?blob=publicationFile&v=2, Folie 6).

368 Die in den Stellungnahmen geäußerte Kritik zum geringen Finanzierungsumfang der Einspeiseentgelte, die in keinem angemessenen Verhältnis zum Aufwand und den mit der Erhebung verbundenen wirtschaftlichen Risiken der Projekte stehen würden, wird von der Beschlusskammer nicht geteilt. Die folgenden Berechnungen der Beschlusskammer zeigen auf, dass die Finanzierungsbeiträge trotz der Übergangsvorschrift nach Tenorziffer 17.4. nicht unerheblich sind und über den dargestellten Zeitraum aufgrund des Zubaus von neuen Erzeugungskapazitäten erheblich steigen werden.

13.4.1.1. Entwicklung der Finanzierungsbeiträge nur Bestandsanlagen

	Jahr	Nettonennleistung Bestand in GW ¹	Finanzierungsbeiträge durch Einspeiseentgelte von Bestandsanlagen in Mio. EUR ²
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2008	2029	45,2	226
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2009	2030	47,89	239,45
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2010	2031	52,81	264,05
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2011	2032	56,98	284,9
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2012	2033	60,65	303,25
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2013	2034	63,92	319,6
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2014	2035	66,22	331,1
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2015	2036	67,67	338,35
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2016	2037	70,09	350,45
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2017	2038	70,94	354,7
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2018	2039	70,43	352,15
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2019	2040	65,86	329,3
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2020	2041	58,13	290,65
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2021	2042	52,83	264,15
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2022	2043	49,81	249,05
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2023	2044	54,44	272,2
Bestandsanlagen; Inbetriebnahme 2024	2045	61,82	309,1

369 **Hinweise zur Tabelle:** Voraussetzung: Bruttoleistung über 30 kW und Volleinspeisung und Teileinspeisung bei Bestandsanlagen ab der Spannungsebene "Mittelspannung". In der Niederspannung wurden aufgrund der Prosumerbefreiung nur Volleinspeiser

betrachtet. Prämisse, alle Bestandsanlagen zahlen erst nach 20 Jahren nach Erstinbetriebnahme aus Gründen des Vertrauensschutzes. Alle Neuanlagen ab erster Inbetriebnahme 2029 müssen Einspeiseentgelte zahlen. ¹Nur die Nettoleistung von Bestandsanlagen ist angegeben, die im Jahr 2029 bereits mehr als 20 Jahre im Betrieb sind. Somit sind beispielsweise für das Jahr 2029 alle Bestandsanlagen aufgeführt, die im Jahr 2008 oder davor in Betrieb genommen wurden. Zusätzlich wird eine Nutzungsdauer je Anlagentyp pauschal unterstellt. Bei der pauschalen Anwendung fallen bereits viele Anlagen vor dem Jahr 2026 raus, obwohl diese in diesem Jahr noch in Betrieb sind. Die GW-Zahlen sind daher insbesondere in den ersten Jahren eher zu niedrig angesetzt. ²Es wurde ein Einspeiseentgelte in Höhe von 5 €/kW zugrunde gelegt.

13.4.3.1 Entwicklung der Finanzierungsbeiträge Neu- und Bestandsanlagen

Jahr	installierte Leistung Neuanlagen in GW ¹	Leistung Bestand- und Neuanlagen Gesamt in GW	Einspeiseentgelte Bestand- und Neuanlagen in Mio. EUR ²
2029	45,55	90,75	453,75
2030	69,36	117,25	586,25
2031	93,95	146,76	733,8
2032	118,97	175,95	879,75
2033	145,79	206,44	1032,2
2034	170,46	234,38	1171,9
2035	196,98	263,2	1316
2036	223,4	291,07	1455,35
2037	249,04	319,13	1595,65
2038	264,31	335,25	1676,25
2039	278,68	349,11	1745,55
2040	295,98	361,84	1809,2
2041	317,85	375,98	1879,9
2042	336,37	389,2	1946
2043	355,82	405,63	2028,15
2044	369,46	423,9	2119,5
2045	381,76	443,58	2217,9

370 **Hinweise zur Tabelle:** Voraussetzung: Bruttoleistung über 30 kW und Volleinspeisung und Teileinspeisung bei Bestandsanlagen ab der Spannungsebene "Mittelspannung". In der Niederspannung wurden aufgrund der Prosumerbefreiung nur Volleinspeiser betrachtet. ¹Neuanlagen wurden auf Grundlage der installierten Leistung NEP Szenario B ermittelt. Hierbei wurde ein linearer Ausbaupfad unterstellt, unter Berücksichtigung der installierten Leistung der relevanten Anlagen 2024 zu 2037 und von 2037 zu 2045. Hierbei wurden die Ausbauziele des NEP um den Faktor 0,7 gekürzt, da im NEP alle Anlagen abgebildet sind. Zusätzlich wurde die Differenz aus dem Wegfall von Anlagen aufgrund der unterstellten Nutzungsdauer zu den GW der Bestandsanlagen in der Tabelle Blau hier hinzuaddiert, um die Substitution des Wegfalls von Bestandsanlagen darstellen zu können. Es wurde ein Einspeiseentgelte in Höhe von 5 €/kW zugrunde gelegt.

13.5. Ermittlungszuständigkeit und Transparenzpflichten der Übertragungsnetzbetreiber (Tenorziffer 9.2.)

371 Die Tenorziffer 9.2 mit den Sätzen 1 und 2 regelt, dass die Zuständigkeit für die Ermittlung der Einspeiseentgelte auf die Übertragungsnetzbetreiber übergeht. Die Übertragung der Ermittlungskompetenz auf die Übertragungsnetzbetreiber ist sachlich geboten, da die maßgeblichen Kostenkomponenten (Verlust- und Regelernergie) auf der Höchstspannungsebene anfallen und durch die Übertragungsnetzbetreiber zentral bewirtschaftet werden. Eine dezentrale Kalkulation durch Verteilernetzbetreiber würde zu einem ungerechtfertigt hohen Kalkulationsaufwand führen.

372 Der zwingende Ausweis des bis zum 15. Oktober für das Folgejahr als eigenständige Position im Preisblatt der Übertragungsnetzbetreiber zu veröffentlichenden Einspeiseentgelts garantiert eine hohe Transparenz insbesondere gegenüber den zahlungspflichtigen Betreibern der Erzeugungsanlagen, aber auch gegenüber den Verteilernetzbetreibern, die als Anschlussnetzbetreiber, die Einspeiseentgelte abrechnen müssen.

373 Die Tenorziffer 9.3 Satz 2 regelt, dass bei der Kalkulation der Einspeiseentgelte vollständig auf tatsächliche IST-Werte anstelle von Planwerten abzustellen ist. Dies begründet sich im Wesentlichen mit der Vermeidung von größeren Nachholeffekten über die Annuitätenbildung im Regulierungskonto. Würde mit Plankosten kalkuliert werden, müssten Abweichungen zwangsweise über das Regulierungskonto ausgeglichen

werden. Da das Regulierungskonto bisher allein über die allgemeinen Netzentgelte für Verbraucher ausgeglichen wird, würden ohne Anpassungen des Regulierungskontos am Ende Letztverbraucher zeitversetzt entweder mit Abweichungen aus der Plan-Ist-Abrechnung belastet oder entlastet werden. IST-Werte stellen sicher, dass Kosten, die den Einspeisern zugeordnet werden, auch bei den Einspeisern verbleiben. Auf IST-Kosten abzustellen verhindert für die Übertragungsnetzbetreiber auch eine aufwendige Verprobung und einen aufwendigen Ausgleich von Kostenabweichungen aus Einspeiseentgelten.

13.6. Berechnungsmethodik

³⁷⁴ Die Tenorziffer 9.3 mit den Sätzen 1 - 4 regelt die Ermittlung der bundeseinheitlichen Kapazitätspreise. Die von der Beschlusskammer berücksichtigte Berechnungslogik steht nicht im Widerspruch zu den gutachterlichen Empfehlungen zur Ausgestaltung eines Einspeiseentgelts.³⁵

13.6.1 Rechtliche Grundlagen

³⁷⁵ Für die Erhebung von Einspeiseentgelten beim Zugang zum deutschen Übertragungsnetz zieht Art. 2 i.V.m. Teil B Nr. 1 und Nr. 3 VO (EU) 838/2010 bestimmte Grenzen, indem eine zulässige Entgeltspanne für die durchschnittlichen Netzentgelte negative Auswirkungen unterschiedlich hoher Einspeiseentgelte in den Mitgliedstaaten auf den EU-Binnenmarkt begrenzen soll.³⁶

³⁷⁶ Die Regelung erfasst nur die „von den Erzeugern in den einzelnen Mitgliedstaaten zu zahlenden jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“. Diese entsprechen nach Teil B Nr. 2 Abs. 1 VO (EU) 838/2010 dem Gesamtbetrag der von den Erzeugern zu zahlenden jährlichen Übertragungsentgelte, dividiert durch die von ihnen jährlich ins Übertragungsnetz eingespeiste gemessene Gesamtenergiemenge; für Deutschland muss sich diese Höhe gemäß Teil B Nr. 3 Abs. 1 VO (EU) 838/2010 zwischen 0 und 0,5 EUR/MWh bewegen. Erfasst sind im Ausgangspunkt sowohl Übertragungsentgelte mit Finanzierungs- als auch mit Anreizfunktion.³⁷ Nach Teil B Nr. 2 Abs. 2 Nr. 1–3 VO (EU) 838/2010 bleiben bei der Berechnung der „jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“ folgende Entgelte ausdrücklich unberücksichtigt: Entgelte für

³⁵ vgl. Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik, Kapitel 4.3 „Wirkungen unterschiedlicher Gestaltungsoptionen“, S. 97 ff., Consentec, 2026.

³⁶ In diesem Sinne Erwägungsgrund 10 VO (EU) 838/2010.

³⁷ Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik, S. 97.

den Netzanschluss oder dessen Modernisierung (Nr. 1), Entgelte für Hilfsdienste (Nr. 2) sowie Entgelte für spezifische Netzverluste (Nr. 3).

377 Unter den Begriff der „Hilfsdienste“ i.S.v. Teil B Abs. 2 Nr. 2 VO (EU) 838/2010, können ebenso die Kosten der Systemdienstleistungen und des Engpassmanagements subsumiert werden.

378 Eine Änderung des Begriffsverständnisses der „Hilfsdienste“ in der VO (EU) 838/2010 zu den vorherigen europäischen Regelungen ergibt sich auch nach Auffassung der Gutachter³⁸ nicht, denn die Verordnung wurde seit ihrem Inkrafttreten nicht explizit geändert. Auch aus der EltRL 2019 oder der EnEffRL 2023 ergeben sich keine Anhaltspunkte für eine inhaltliche Änderung der VO (EU) 838/2010. Im Ergebnis umfassen Entgelte für Hilfsdienste daher weiterhin Entgelte für Engpassmanagementkosten.

13.6.2. Die Ausgestaltung des Zählers

379 Netzverluste entstehen physikalisch durch den Transport von Energie. Da dieser Transport gleichermaßen durch das Einspeisen wie durch das Abnehmen von Energie ausgelöst wird, ist eine hälftige Teilung dieser Systemkosten zwischen Einspeiser und Verbraucher sachgerecht. Im Übertragungsnetz entstehen Verlustenergiekosten beim Betrieb des Onshore-Netzes wie auch der Offshore-Anbindungsleitungen. Der nicht durch die Erzeugungsanlagen zu tragende Kostenanteil Onshore wird durch die allgemeinen Netzentgelte getragen. Der nicht von den Erzeugungsanlagen zu tragende Kostenanteil für die Offshore-Verluste wird in die Offshore-Netzumlage gem. § 17f Abs. 1 Nr. 3 EnWG einbezogen. Daher sind bei den Übertragungsnetzbetreibern für die Verlustenergiekosten gemäß Anlage 1 zwei Nebenkostenstellen einzurichten.

380 Der Ausgleich von Frequenzschwankungen im Netz (Regelenergie) wird maßgeblich durch die Volatilität erneuerbarer Erzeugungsanlagen getrieben. Die hälftige Zuordnung dieser Kosten an die Einspeiser spiegelt deren gestiegene Systemverantwortung wider.

381 Basis sind dabei die realen, nachgewiesenen und geprüften Kosten der Übertragungsnetzbetreiber.

382 Die Grundkomponente: Europarechtlich sind Einspeiseentgelte durch Vorgaben der Europäischen Union gemäß Nr. 3 Anhang Teil B VO (EU) 838/2010 auf maximal 0,50 Euro

³⁸ Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik, S. 99.

je MWh begrenzt. Um dieses primäre Recht zwingend einzuhalten, integriert die Formel eine Grundkomponente, die sich aus der Multiplikation dieses Höchstsatzes mit der tatsächlich eingespeisten Jahresenergiemenge von Erzeugungsanlagen > 30 kW ergibt. Damit wird mathematisch sichergestellt, dass das Entgelt das europarechtliche Maximum pro erzeugter Stromeinheit zu keinem Zeitpunkt überschreitet. In diese Berechnungsmenge dürfen die Stromeinspeisungen an den Grenzkuppelstellen nicht einbezogen werden, da der europäische ITC-Mechanismus den finanziellen Ausgleich für grenzüberschreitende Ströme auf Netzbetreiberebene exklusiv und abschließend regelt; ein nationales Entgelt auf Importe würde dieses harmonisierte EU-System sowie das Verbot von Importgebühren umgehen. Ebenso sind die Erzeugungsmengen von Energiespeichern aufgrund des europarechtlichen Verbots einer Doppelbelastung von der Berechnung auszunehmen. Schließlich bleiben auch Bahnstromrückspeisungen unberücksichtigt, da es sich hierbei um ein internes Phänomen eines geschlossenen Sondernetzes (16,7 Hz) und nicht um eine klassische Erzeugungsanlage im öffentlichen 50-Hz-Netz handelt. Darüber hinaus sind die Einspeisemengen von Kleinanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 30 kW nicht in die Multiplikation einzubeziehen, da die durch das Verfahren umgelegten Kosten systemisch und verursachergerecht ausschließlich von größeren Erzeugungsanlagen oberhalb dieser Bagatellgrenze zu tragen sind.

383 Bei der erwähnten Grenze von 0,5 €/MWh sind sachliche Ausnahmen vorgesehen. Folgende Kosten sind bei der Berechnung der 0,50 €/MWh-Grenze *nicht* enthalten:

- Anlagen, die für den Netzanschluss oder dessen Modernisierung erforderlich sind,
- spezifische Netzverluste,
- sogenannte „Hilfsdienste“ (Systemdienstleistungen sowie die Kosten des Engpassmanagements).

384 Zwar eröffnen diese Ausnahmen den Mitgliedstaaten rechtliche Spielräume, um orts- und verhaltensabhängige Signale zu setzen. Daraus folgt jedoch keine Pflicht zur Ausgestaltung in Form von Anreizentgelten im Sinne dieser Festlegung (z. B. dynamische Netzentgelte). Zumindest bei den Engpassmanagementkosten, die inhärent ortsabhängig sind, sollte aus Sicht der Beschlusskammer diese spezifische Ausweitung vorrangig über Netzentgelte mit *Anreizfunktion* umgesetzt werden. Bei den übrigen

Kosten verbleibt es im weiten Ermessen der Bundesnetzagentur über welche Entgeltfunktionen diese eingefordert werden. Die Beschlusskammer ordnet die Kosten für Verlustenergie (Off- und Onshore) und Regelenergie der Finanzierungsfunktion zu. Grundsätzlich wäre es zwar auch denkbar, diese Kosten zu internalisieren. Jedoch lassen sich diese durch nutzerseitige Entscheidungen deutlich weniger beeinflussen als die Engpassmanagementkosten. In den Stellungnahmen zum Orientierungspapier zu den Einspeiseentgelten wurde die pauschale Berechnungsweise zwar nicht grundsätzlich kritisiert wurde, aber es gab vereinzelt Kritik an der BNetzA-Überlegung, die Kosten für Netzverluste und Regelenergie hälftig den Einspeisern zuzurechnen. Dieses wurde als nicht kostenreflexiv und unsachgerecht abgelehnt, weil einerseits die Kosten nicht proportional zur tatsächlichen Netznutzung durch Einspeiser entstehen würde. Andererseits wurde nur ein mangelnder Einfluss der Einspeiser an diesen Kosten genannt. Netzverluste würden primär in Transformatoren und auf Spannungsebenen, auf die Einspeiser keinen Einfluss haben, entstehen. Eine hälftige Belastung der Einspeiser würde ihnen somit Kosten aufbürden, die sie gar nicht verursacht haben. Die Beschlusskammer hat die Kritik hierzu zur Kenntnis genommen und vor diesem Hintergrund entschieden, zumindest die Verlustenergiekosten der Verteilernetzebene aus der Berechnung auszuklammern. Eine bundeseinheitliche Erhebung und Abrechnung dieser Kosten ließe sich aufgrund der sehr heterogenen Verteilernetzstrukturen nur schwer begründen. Auch sind die erforderlichen Daten oft nicht in ausreichender Qualität und Konsistenz verfügbar, was eine faire und transparente Kostenverteilung erschweren würde. Diese Entscheidung folgt auch dem Gebot der Praktikabilität. Auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber hält die BNetzA jedoch an der hälftigen Kostenaufteilung fest. Die Kosten für Netzverluste und Regelenergie auf der Ebene der Übertragungsnetze sind systemisch bedingt und stellen Gemeinkosten des gesamten Energiesystems dar. Eine hälftige Aufteilung zwischen Einspeisern und Verbrauchern spiegelt die gemeinsame Verantwortung für die Stabilität und Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes wider. Eine hälftige Kostenaufteilung ist außerdem einfach und transparent umzusetzen. Sie vermeidet komplexe und möglicherweise umstrittene Berechnungen, die erforderlich wären, um die tatsächliche Verursachung der Kosten durch einzelne Einspeiser oder Verbraucher zu ermitteln. Dies trägt zur Rechtssicherheit und Planbarkeit aller Beteiligten bei.

13.6.3. Die Ausgestaltung des Nenners

385 Die Beschlusskammer hat sich entschieden, die kapazitätsbasierte Verteilung der Netzkosten nicht wie bei Letztverbrauchern auch auf Basis einer Bestelleistung zu konzipieren. Denn in einem solchen Modell müsste die Überschreitung der Kapazität wieder mit einem strommarktwirksamen Arbeitspreis belegt werden. Naheliegend war daher, bei der Bepreisung auf die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität abzustellen, auf deren Einhaltung der Anschlussnetzbetreiber hinzuwirken hat. Das Hinwirken könnte über einen zusätzlichen Kapazitätspreis als Pönale oder durch Abregelung der Anlage ohne Entschädigung erfolgen.

386 Für das Abstellen auf die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität spricht auch seine potenzielle Lenkungswirkung. Diese kann den Bedarf an Netzanschlusskapazität auf ein effizientes Maß reduzieren. Ebenfalls erlaubt die Bepreisung der vertraglichen Einspeisekapazität, mehr Erzeugungsanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt anzuschließen, als dessen Nennleistung beträgt. Da das Entgelt starr an die vertraglich fixierte Kapazität gekoppelt ist, bleibt es für den Investor eine kalkulierbare, relativ fixe Größe. Es steht den Anlagenbetreibern frei, ihre Erzeugungsanlagen (z. B. durch die Kombination von Windkraft und Photovoltaik hinter demselben Verknüpfungspunkt) zu überbauen. Sofern der Betreiber durch intelligentes Einspeisemanagement und technische Abregelung sicherstellt, dass die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität niemals überschritten wird, fällt kein zusätzliches Finanzierungsentgelt an.

13.6.4. Investitionssicherheit durch Glättungsmechanismen

387 Die Tenorziffer 9.3 Satz 4 regelt die Glättung der bundeseinheitlichen Einspeiseentgelte auf Basis des arithmetischen Mittels der Ist-Werte der jeweils vorangegangenen fünf Kalenderjahre. In den Stellungnahmen zum Orientierungspapier Einspeiseentgelte wurde darauf hingewiesen, dass die lange Laufzeit der Projekte zu höheren Risikozuschlägen führen könnte. Insbesondere dann, wenn die Einspeiseentgelte stark schwanken würden. Dies könne die Stromgestehungskosten erhöhen und die Wirtschaftlichkeit von Projekten gefährden. Die Beschlusskammer erkennt die Bedenken hinsichtlich der Unsicherheiten und der damit eventuell verbundenen Risikoaufschläge an. Berechnungen der Beschlusskammer zeigen, dass die Kapazitätspreise insbesondere aufgrund der volatilen Beschaffungskosten für Verlustenergie und Regelenergie tatsächlich jährlich stark schwanken könnten.

Berechnung Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen > 30 kW							
	Ist-Werte				Plan-Werte		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Zähler							
Grundkomponente (0,5 €/MWh * gesamte realisierte Erzeugung) in Mio. €	252	256	250	227	219	219	250
Regelenergiekosten ÜNB (hälftig) in Mio. €	76	285	318	327	269	299	369
Verlustenergiekosten ÜNB (hälftig) in Mio. €	214	193	286	628	779	463	415
Summe in Mio. €	542	733	854	1.182	1.267	980	1.034
Nenner							
Summe vertraglich vereinbarte Einspeisekapazitäten von Einspeisern >30 kW installierter Leistung in GW (hier installierte Nettonennleistung).	169	175	184	195	208	224	224
Jährlicher Kapazitätspreis in €/kW	3,20	4,19	4,64	6,05	6,10	4,37	4,61

388 Um Planungssicherheit für Investoren zu gewährleisten, hat die Beschlusskammer entschieden, die Berechnung des Kapazitätspreises für Einspeiser auf Basis eines rollierenden Mittelwerts vorzunehmen. Dies soll kurzfristige, sprunghafte Preisänderungen dämpfen und damit die Wirtschaftlichkeitsrechnung von Anlagenprojekten stabilisieren. Durch diese Anpassung wird die Kalkulationsbasis für Investoren transparenter und vorhersehbarer, was die Risikozuschläge reduzieren und die Wirtschaftlichkeit der Projekte fördern sollte.

Rollierender 5-Jahres-Mittelwert in €/kW	
2020-2024	4,92
2021-2025	5,09
2022-2026	5,14

389 Hinsichtlich der Vermeidung von Preissprüngen ist der rollierende Mittelwert gegenüber dem festen Mittelwert ausreichend und sachgerecht. Die Beschlusskammer versteht zwar die Forderung der Erzeugungsbranche nach einer Festschreibung der Einspeiseentgelte für die gesamte Projektlaufzeit, um umfassende Investitionssicherheit zu schaffen. Damit kann das Ziel der Beteiligung an tatsächlich entstehenden Systemkosten aber nicht erreicht werden. Zudem wäre ein komplexes Dokumentationssystem je Erzeugungsanlage über die Nutzungsdauer zu schaffen. Der gleitende Durchschnitt bietet einen Kompromiss, indem er kurzfristige Schwankungen dämpft, aber langfristige Anpassungen an neue Marktbedingungen ermöglicht. Die Energiemärkte und die politischen Rahmenbedingungen unterliegen einem stetigen Wandel, der seitens der Beschlusskammer nicht völlig ausgeblendet werden kann.

13.7. Zahlungsfluss (Tenorziffer 9.4.)

390 Die Tenorziffer 9.4 Satz 2 regelt den administrativen Zahlungsprozess. Dieser sieht vor, dass die Einnahmen systemnah durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber erhoben

werden. Um jedoch die Kosten dort zu decken, wo sie entstehen, erfolgt eine vollständige Abführung an die Übertragungsnetzbetreiber. Dort werden sie kostenmindernd für alle Verbraucher in der Kalkulation der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzbetreiber-Entgelte berücksichtigt. Für die EE-bedingten Mehrkosten der Verteilnetzbetreiber bleibt die Festlegung zu EE-Netzkosten (Az. BK8- 24-002-A) erhalten. Dies korrespondiert mit der Kalkulationslogik, die ausschließlich auf Kostenpositionen der Übertragungsnetze beruht und sichert eine zweckgebundene Mittelverwendung.

13.8. Mitteilungspflichten (Tenorziffer 9.5.)

391 Tenorziffer 9.5. regelt die Mitteilungspflichten der Anschlussnetzbetreiber auf Verteilnetzebene, die für die Ermittlung der Einspeiseentgelte notwendig sind. Hierbei hat die Beschlusskammer zwischen dem administrativen Aufwand bei den Anschlussnetzbetreibern und der notwendigen Datenübertragung abgewogen, um den Aufwand möglichst gering zu halten. Tenorziffer 9.5. Satz 1 regelt den Stichtag, an dem die Anschlussnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene für die in ihrem Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen die erforderlichen Daten des jeweiligen Vorvorjahres an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln haben. Mit dem Stichtag 30.06. eines Jahres bleiben den Übertragungsnetzbetreibern bis zur Veröffentlichung der Einspeiseentgelte ausreichend Zeit, mit den übermittelten Daten die notwendigen Kalkulationen vorzunehmen.

392 Tenorziffer 9.5. Satz 2 regelt den Umfang der zu übermittelnden Daten. Die dort genannten Positionen sind für die Ermittlung eines kapazitätsbasierten Einspeiseentgeltes unerlässlich. Mit dem Zusatz „insbesondere“ soll gewährleistet sein, dass über die dort genannten Daten hinaus, unter Umständen weitere notwendige Daten übermittelt werden können, soweit dies erforderlich wird. Die Daten müssen für all diejenigen Erzeugungsanlagen vorgelegt werden, die nach Tenorziffer 9.1. grundsätzlich Adressaten der Festlegung sind. Dies betrifft auch die Angaben derjenigen Anlagen, die zu dieser Zeit aufgrund der Übergangsvorschriften der Tenorziffer 17.4 von der Zahlungspflicht befreit sind. Die Daten der Anlagen, die von der Zahlungspflicht gemäß Tenorziffer 9.1. Satz 3 ausgeschlossen sind, sind nicht zu übermitteln, da diese nicht für die Kalkulation der Einspeiseentgelte herangezogen werden.

393 Die Sätze 3 und 4 der Tenorziffer 9.5. spezifizieren die Vorgaben der zu übermittelnden Daten. Die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion erfordert eine

hohe Transparenz bei der Datenmeldung zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern. Durch den separaten Ausweis von Teilbeträgen als „Davon“-Positionen wird exakt offengelegt, welche theoretischen Netzerlöse aufgrund von Vertrauensschutzregelungen im Rahmen der Netzkostenfinanzierung fehlen und von den übrigen Netznutzern anderweitig ausgeglichen werden müssen. Diese Detailtiefe dient den Übertragungsnetzbetreibern auch als unverzichtbare Plausibilisierungsgrundlage. Nur durch diese lückenlose Transparenz wird sichergestellt, dass die Erhebung von Einspeiseentgelten auf nachvollziehbaren, geprüften Daten basiert und Fehlberechnungen ausgeschlossen werden.

13.9. Einbeziehung der Verteilernetzebene

³⁹⁴ Die Regelungen der Tenorziffern 9.1 bis 9.6 beziehen auch die Verteilernetzebene ein. Die Ausdehnung des Mechanismus auf die Verteilernetzebene ist rechtlich zulässig und folgerichtig. Die europarechtlichen Vorgaben beziehen sich zunächst auf die Übertragungsnetzebene. Das Unionsrechtliche Diskriminierungsverbot nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO fordert explizit die Nichtdiskriminierung zwischen Erzeugungsanlagen auf der Verteilerebene und der Übertragungsebene. Für erneuerbare Eigenversorger verlangt zudem Art. 21 Abs. 2 lit. a i EE-RL, dass die Einspeisung keinen diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Netzentgelten unterworfen wird und diese rein kostenorientiert sein müssen. Vor dem Hintergrund des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO ist die diskriminierungsfreie Bemessung der Einspeiseentgelte zu ermitteln. Der Gutachter sieht vorliegend bei der nichtdiskriminierenden Bemessung der Einspeiseentgelte einen weiten Gestaltungsspielraum der Bundesnetzagentur.³⁹

³⁹⁵ Die Beschlusskammer ist vorliegend davon überzeugt, dass nur ein einheitliches Einspeiseentgelt für die Übertragungsnetz- als auch der Verteilernetzebene zu einem sachlich gebotenen Ergebnis führen kann. Würden für verschiedene Spannungsebenen unterschiedliche Entgelte erhoben, besteht im Übrigen die Gefahr, dass für Neuanlagen eine Anreizsetzung zur Einbindung in bestimmte Spannungsebenen besteht.

13.10. Verhältnismäßigkeit

³⁹⁶ Durch die Einführung der Einspeiseentgelte wird zunächst eine finanzielle Beteiligung der Einspeiser an der Netzinfrastruktur gewährleistet. Diese ist auch vor dem Hintergrund der zu erwartenden weiter steigenden Netzkosten notwendig. Auf

³⁹ Vgl. Consentec, Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik 2026, S. 102.

Instrumente mit Finanzierungscharakter für einzelne Netznutzer grundsätzlich zu verzichten, wäre daher systematisch inkonsequent und gegenüber anderen Nutzergruppen, insbesondere solchen, denen ebenfalls erstmals ein Finanzierungsbeitrag abverlangt werden soll, aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit nicht zu begründen. Hierbei verkennt die Beschlusskammer nicht, dass aufgrund der unterschiedlichen Stellung und Funktion die Beteiligung an den Netzkosten nicht von allen Netznutzern nach dem gleichen System erfolgen kann. Dies bedeutet jedoch nicht, dass einzelne Gruppen vorliegend von der Beteiligung pauschal ausgeschlossen werden sollten. Für Erzeugungsanlagen bedarf es bei der Beteiligung besonderer Regelungen, die zwar dazu führen, dass nicht der höchstdenkbare Betrag zur Finanzierung zu leisten ist, um Aspekte der wirtschaftlichen Fahrweise der Anlagen weiterhin zu gewährleisten, allerdings auf der anderen Seite eine angemessene Beteiligung gewährleisten.

397 Die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion sind in der beschriebenen Ausprägung vorliegend angemessen. Die hierdurch entstehende finanzielle Belastung ist sowohl für Neuanlagen (siehe unter 13.10.1) als auch für Bestandsanlagen unter Berücksichtigung der Übergangsregelungen der Tenorziffer 17.4. (siehe unter 13.10.2.) nicht übermäßig belastend und im Ergebnis verhältnismäßig.

13.10.1 Verhältnismäßigkeit für Neuanlagen

398 Für Anlagen, die erst nach der Bekanntmachung der Festlegung (geplant für den 01.01.2027) ihren ersten endgültigen Betrieb aufnehmen, bzw. ihre Investitionsentscheidung treffen, besteht vorliegend kein besonders schützenswerter Vertrauensschutztatbestand. Die Anlagen, die nicht unter die Übergangsregelung der Tenorziffer 17.4 fallen, haben bei der Entscheidung zur endgültigen Investitionsentscheidung ausreichend Kenntnisse von der Berechnungsmethodik und dem Umfang der Einspeiseentgelte. Trotzdem werden auch für diese Anlagen finanzielle Belastungen durch die Zahlungspflichten entstehen, die jedoch angemessen sind. Die Entgelte werden, wie im Kapitel zu der Berechnungsmethodik dargelegt, keine erhebliche Mehrbelastung in monetärer Sicht darstellen. Aufgrund der Planbarkeit der Bezugsgrößen sind die Mehrkosten für die Anlagenbetreiber bei der Investitionsentscheidung kalkulierbar und erkennbar. Bei der Investition bei Neuanlagen stellen regelmäßig andere Kostenunsicherheiten, etwa Verzögerungen bei dem Bau der

Anlage, auch monetär erheblich höhere Unsicherheiten dar, als die vorliegende Größenordnung der Einspeiseentgelte.

399 Die Mehrbelastung ist vor der Zielrichtung der diskriminierungsfreien Kostenbeteiligung aller Akteure an der Netzinfrastruktur gerechtfertigt. Die wirtschaftlichen Nachteile sind für die Betreiber von Erzeugungsanlagen durch die Elastizität des Marktdesigns (Ausschreibungen, PPAs) hinreichend abgedeckt. Sie stehen nicht außer Verhältnis zu dem legitimen und überwiegenden Zweck, eine gerechte Kostenverteilung zu sichern, die Netzentgelte für die Verbraucher zu stabilisieren und die Betreiber zu motivieren, ihre Kapazität vertraglich so festzulegen, dass sie diese auf das tatsächlich notwendige Maß reduzieren. Die ökonomischen Auswirkungen sind den Anlagenbetreibern daher zumutbar. Dies gilt im Besonderen für Bestandsanlagen, da diese bei den Verhandlungen von Vermarktungsverträgen frühzeitig die Auswirkungen der Einspeiseentgelte berücksichtigen können.

13.10.2 Verhältnismäßigkeit für Bestandsanlagen

400 Für Bestandsanlagen ist eine schlichte Anwendung der vorliegenden Regelungen von ihrer Wirkung anders zu bewerten als bei Neuanlagen. Bestandsanlagen haben nicht die Möglichkeit, ihre Investitionsentscheidungen und Kalkulationen im laufenden Betrieb unmittelbar auf diese neue Kostenposition einzustellen. Dies gilt insbesondere aus dem Grund, dass vor Betriebsbeginn die für den Betrieb maßgeblichen Kalkulationen bereits für viele Jahre eingeplant werden.

401 Um diesem Umstand zu begegnen, geht die Beschlusskammer vorliegend davon aus, dass eine Zahlung der Einspeiseentgelte für Bestandsanlagen nach der Tenorziffer 9 nur dann in Betracht kommt, wenn für diese eine Übergangsregelung gilt, die für die Einsetzung der Entgelte maßgeblich ist. Hierfür wurde die Tenorziffer 17.4 geschaffen.

402 Ziel der Übergangsvorschrift ist es, mit den neuen Entgeltregelungen die Kalkulationsbasis dieser Investitionen nicht nachträglich wesentlich zu verschlechtern. Zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen wird der Vertrauensschutz einheitlich auf den gesamten Bestand ausgeweitet.

403 Ein darüberhinausgehender allgemeiner Vertrauensschutz aufgrund der bisherigen Regelung des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV ist nicht ersichtlich. Es ist darauf hinzuweisen, dass eine absolute Schutzwirkung dann nicht besteht, wenn die Änderung einer Regelung (vorliegend § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV) im Ermessen der zuständigen Behörde steht.

Vor dem Hintergrund, dass die Beschlusskammer im Zuge dieser Festlegung frühzeitig die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion diskutiert hat, war für die Marktteilnehmer bereits frühzeitig erkennbar, dass auch nach dem Ablauf der StromNEV eine Fortführung des Ausschlusses von Einspeisern an den Netzentgelten nicht zwingend erfolgen würde.

404 Trotzdem ist der Beschlusskammer die Wirkung der Einführung von Einspeiseentgelten für Anlagen bewusst, die bereits vor der Bekanntmachung der Festlegung (geplant für den 01.01.2027) endgültige Investitionsentscheidungen getroffen haben. Zur Ausgestaltung und Wirkung der Übergangsvorschrift ist auf die Ausführungen unter Nr. 22.3 zu verweisen.

14. Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen (Tenorziffer 10)

405 Tenorziffer 10 regelt die Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen. Der Begriff der Stromspeicheranlage beschreibt eine Einrichtung, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung und der späteren Erzeugung von elektrischer Energie verbraucht und wird im gleichen Sinne in der sog. MiSpeL-Festlegung (Az. 618-25-02) verwendet und findet sich so auch in § 21 EnFG sowie § 19 EEG. Dabei wird unterschieden zwischen rein netzgekoppelten Stromspeicheranlagen im Sinne von Tenorziffer 2 Nr. 12 lit. b) und anlagengekoppelten Stromspeicheranlagen im Sinne von Tenorziffer 2 Nr. 12 lit. c).

14.1. Netzgekoppelte Stromspeicheranlagen

406 Netzgekoppelte Stromspeicheranlagen zahlen nach Tenorziffer 10.1. einen jährlichen Kapazitätspreis, der in der Höhe dem Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen nach Tenorziffer 9. entspricht. Die Beschlusskammer hat damit entschieden, auf netzgekoppelte Stromspeicheranlagen oberhalb der Niederspannungsebene nicht das Grundmodell aus dem Kapazitätspreis und den Arbeitspreisen AP1 und AP2 nach den Tenorziffern 8.3. und 8.4. anzuwenden. Bereits in den Orientierungspunkten für Speichernetzentgelte vom 16.01.2026 hat die Beschlusskammer vorgeschlagen, das Grundmodell für netzgekoppelte Speicher nicht gelten zu lassen bzw. es für sie zu modifizieren. Vorgesehen war in dem Papier vom 16.01.2026 die Abweichung, dass – neben dem Kapazitätspreis auf eine Bestellkapazität – ein Arbeitspreis nur auf die saldierten Mengen (also die Verlustenergie) erhoben wird. Damit sollten Fehlanreize gegen netz- oder systemdienliche Einsätze durch zusätzliche Einsatzkosten verhindert und gleichzeitig eine angemessene Finanzierungsbeteiligung sichergestellt werden. Die Beschlusskammer hat von diesem Ansatz aufgrund der Branchenvorträge im Rahmen des Expertenworkshops zu den Orientierungspunkten für Speichernetzentgelte am 30.01.2026 sowie der Konsultation des Papiers Abstand genommen. Es wurde überzeugend dargelegt, dass Speicher regelmäßig ihre volle Netzanschlusskapazität nutzen. Eine darunter liegende Bestellkapazität wäre für einen netzgekoppelten Speicher ökonomisch nicht sinnvoll. Damit würde das (modifizierte) Grundmodell für netzgekoppelte Speicher nicht seinen Zweck erfüllen, Flexibilitätshemmnisse zu verhindern, die aus dem Bestreben, Lastspitzen zu vermeiden, resultieren. Vielmehr würde der Arbeitspreis, selbst bei einer Begrenzung auf Verlustmengen, Flexibilität durch Speicher hemmen. Tatsächlich könnte die Anwendung des modifizierten Grundmodells

nicht nur die Einsatzmöglichkeiten verringern, sondern wohl auch den Zubau weiterer netzgekoppelter Speicher stark dämpfen.

407 Wenn die Anwendung des Grundmodells ausscheidet, weil eine Erhebung von Arbeitspreisen, selbst wenn sie durch Saldierung auf die Speicherverluste beschränkt ist, die energiewirtschaftliche Funktion der Speicher beeinträchtigt, stellt sich die Folgefrage, ob ein reiner Kapazitätspreis entsprechend dem Kapazitätspreis der Verbraucher zu bemessen wäre, gemäß dem Kapazitätspreis für Erzeuger, gemäß einer Kombination dieser Preise oder auf Basis eines eigenen Berechnungsmodells. Die Beschlusskammer hat eine Kombination von Entnahme- und Einspeisepreis bereits in einem früheren Stadium des Verfahrens verworfen. Zwar nutzen Stromspeicheranlagen das Netz am Anschlussort sowohl für Entnahme als auch für die Einspeisung, sodass eine Kombination grundsätzlich begründbar wäre. Allerdings wären damit auch die nutzungsunabhängigen Kosten am Anschlussort doppelt berücksichtigt. Das könnte wegen der damit verbunden besonderen Höhe der Kapazitätsentgelte Diskussionen über eine europarechtlich unzulässige Schlechterstellung auslösen.

408 Die Bildung eines eigenen Kapazitätsentgelts zwischen demjenigen für Einspeiser und dem für Verbraucher hat die Beschlusskammer aufgrund des damit verbundenen Aufwands für die Netzbetreiber verworfen.

409 In der verbleibenden Auswahlentscheidung zwischen dem Kapazitätsentgelt für Verbraucher und dem Kapazitätsentgelt für Erzeuger hat sich die Beschlusskammer für Letzteres entschieden. Die Höhe des Entgelts ist dabei ein Gesichtspunkt unter mehreren. Wichtiger ist das im Bereich der Netzentgelte mit Finanzierungszwecken geltende Ziel, möglichst wenig unbeabsichtigte Nebenwirkungen und Fehlanreize zu erzeugen. Netzgekoppelte Stromspeicheranlagen stehen mit sonstigen Verbrauchern, die Strom im Privathaushalt oder zur Produktion von Waren und Dienstleistungen nutzen, nicht im Wettbewerb. Sie stehen allerdings auf den Strommärkten durchaus mit anderen Erzeugern von Elektrizität im Wettbewerb. Durch eine Orientierung an der Höhe des bundeseinheitlichen Finanzierungsentgelts für Erzeugungsanlagen werden Wettbewerbsverzerrungen vermieden, was bei einer Anwendung des Kapazitätsentgelts für Verbraucher auf netzgekoppelte Speicher aufgrund seiner netzgebietsabhängig unterschiedlichen Höhen nicht der Fall wäre. Von den regional unterschiedlichen Verbrauchernetzentgelten würden für netzgekoppelte Stromspeicheranlagen

unbeabsichtigte Allokationssignale ausgehen. In der Gesamtschau spricht daher Überwiegendes für die Anlehnung an die Erzeuger-Kapazitätsentgelte.

Zur Vermeidung von Missverständnissen sei darauf hingewiesen, dass damit kein Präjudiz gesetzt ist, welche Höhe später einzuführende Baukostenzuschüsse haben werden. Diese sind nach eigenen Maßstäben zu bestimmen und sollen explizit bestimmte Anreizwirkungen haben.

410 Vor diesem Hintergrund hat sich die Beschlusskammer in der Abwägung für die Einführung des fixen Kapazitätspreises auf die Netzanschlusskapazität entschieden. Der Kapazitätspreis sichert einen Finanzierungsbeitrag. Er wird der Höhe nach dem Kapazitätspreis für Erzeugungsanlagen nach Tenorziffer 9. entsprechen. Diese Preishöhe ist im Vergleich zu den jährlichen Investitionskosten für netzgekoppelte Speicher moderat. Und durch den Verzicht auf eine Arbeitspreiskomponente wird eine Hemmung von Einsatzentscheidungen vermieden.

411 Ein solches Sondernetzentgelt, das Speicher im Vergleich zum Grundmodell privilegiert, verstößt nicht gegen den Gleichbehandlungsgrundsatz, der speziell in Bezug auf Speicher in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 VO (EU) 2019/943 besondere Erwähnung findet. Denn das Postulat, dass Speicher weder bevorteilt noch benachteiligt werden dürfen, bedeutet nicht, dass Sondernetzentgelte für sie unzulässig wären. Vielmehr ist es im Kontext des in verschiedenen Regelungen niedergelegten Erfordernisses, Flexibilität für das System zu fördern, dahingehend zu verstehen, dass eine Ungleichbehandlung zulässig ist, soweit sie einen angemessenen Ausgleich zwischen dem Ziel der Flexibilitätsförderung und einer Kostenbeteiligung für die Netznutzung durch Speicher schafft. Dies ist durch den Ansatz der Beschlusskammer gewährleistet. Gleichzeitig ist der Gleichbehandlungsgrundsatz insoweit berücksichtigt, als dass Speicher jedenfalls nicht besser oder schlechter gestellt werden, als Erzeugungsanlagen und Elektrolyseure, die aus ähnlichen Erwägungen heraus ebenfalls in den Genuss eines Sondernetzentgelts kommen.

14.2. Anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen

412 Nach Tenorziffer 10.2. S. 1 greift das Sondernetzentgelt gemäß Tenorziffer 10.1. nicht für anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen. Diese teilen vielmehr das Schicksal der Anlage, an die sie gekoppelt sind, weil sie im Wesentlichen deren Zweck dienen. So werden Speicher bei Letztverbrauch zuvorderst eingesetzt, um den Lastgang des

Verbrauchs zu optimieren, z.B. zur Vermeidung von Lastspitzen oder zur Erfüllung von Sondertatbeständen. Speicher bei Erzeugungsanlagen dienen vor allem dem Zweck, den Erlös aus der erzeugten Energiemenge durch Zwischenspeicherung zu optimieren. Anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen bilden vor diesem Hintergrund bei der Netzentgeltermittlung eine Einheit mit einer Erzeugungs- oder Letztverbrauchsanlage, die dementsprechend Entgelte nach Tenorziffer 8. oder 9. entrichtet. Das jeweilige Kapazitätsentgelt entfällt dabei auf die Kapazität der gemeinsamen Netzanschlussstelle.

413 Die netzentgeltseitige „Schicksalsgemeinschaft“ schlägt auch auf Vertrauensschutzfragen durch. Wenn eine Erzeugungsanlage nach der vorliegenden Festlegung Vertrauensschutz genießt und deshalb temporär von den Netzentgelten befreit ist, gilt dies auch für die Kapazitätsnutzung durch die mit ihr gekoppelte Stromspeicheranlage desselben Netznutzers. Dabei ist es unbeachtlich, ob die Stromspeicheranlage erst später, etwa nach Wirksamwerden der vorliegenden Festlegung errichtet, wird. Sofern aber im Zuge der Installation des Speichers die Netzanschlusskapazität erweitert wird, kann der Vertrauensschutz sich nicht auf diese zusätzliche Kapazität ausweiten. Vielmehr ist für den zusätzlichen Teil das Kapazitätsentgelt für Erzeugung im Sinne von Tenorziffer 9. zu entrichten.

414 Gemäß Tenorziffer 10.2. S. 2 werden anstelle des Netzanschlusspunktes die Entnahmestellen des Speichers und der mit ihr gekoppelten Anlage gemeinsam betrachtet, um ihr gemeinsames Netzentgelt zu ermitteln, wenn neben diesen beiden Anlagen noch weitere Anlagen hinter demselben Netzanschluss vorhanden sind. Diese Regelung betrifft Fälle, in denen hinter einem Netzanschluss mehrere Anlagen, teils unterschiedlicher Netznutzer, betrieben werden. Derartige Konstellationen sind insbesondere bei Industrienetzen vorzufinden. Weil die Bewegungen am jeweiligen Netzanschlusspunkt hier durch verschiedene Anlagen beeinflusst werden, bedarf es einer gesonderten Messung der Abnahme/ Einspeisung der anlagengekoppelten Stromspeicheranlage und der mit ihr gekoppelten Anlage.

415 Tenorziffer 10.2. S. 3 regelt, dass Mengen, die eine anlagengekoppelte Stromspeicheranlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und darin wieder zurückspeist, von den Arbeitspreisen nach Ziffer 8.2. Sätze 1 und 2 und Ziffer 8.4. befreit sind, soweit eine Abgrenzung dieser Mengen messtechnisch möglich ist. Diese Regelung betrifft ausschließlich mit Letztverbrauch gekoppelte Stromspeicheranlagen,

da das Erzeugungsentgelt ohnehin keine Arbeitspreiskomponente vorsieht. Durch die Beschränkung des Arbeitspreises auf die tatsächlich letztverbrauchten Mengen wird erreicht, dass selbstständige Einsätze der eigentlich anlagengekoppelten Stromspeicheranlage für Zwecke der Arbitrage oder zur Beteiligung an Systemdienstleistungsmärkten nicht durch Arbeitspreise gehemmt werden. Insofern werden anlagengekoppelte mit netzgekoppelten Stromspeicheranlagen, die ebenfalls keine Arbeitspreise entrichten, gleichgestellt. Denn der Einsatz zu Arbitrage- oder Systemdienstleistungszwecken ist nützlich für das Energieversorgungssystem. Fehlanreize gegen einen solchen Einsatz dürfen nicht entstehen. Damit diese zusätzlichen Opportunitäten für den Betreiber einer an seinen Letztverbrauch gekoppelten Stromspeicheranlage entstehen, muss er jedoch gemäß Tenorziffer 10.2. S. 3 Hs. 2 sicherstellen, dass eine Mengenabgrenzung möglich ist. Sofern er diese Obliegenheit nicht erfüllt, wird der Arbeitspreis auf sämtliche am (gemeinsamen) Netzanschlusspunkt erhobenen Mengen erhoben werden müssen.

15. Finanzierungsentgelte für Elektrolyseure (Tenorziffer 11)

⁴¹⁶ Tenorziffer 11 regelt die Entgelte für Elektrolyseure. Tenorziffer 11.1 S. 1 bis S. 3 regeln dabei die Entgelte für Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen. Satz 5 enthält Mitteilungspflichten von Betreibern von Elektrolyseuren an den zuständigen Netzbetreiber, um das Sondernetzentgelt im Sinne der Sätze 1 ff. in Anspruch nehmen zu können.

⁴¹⁷ Tenorziffer 11.2 enthält für sonstige Elektrolyseure, welche nicht unter Tenorziffer 11.1 fallen, einen Verweis auf das Grundmodell für Verbraucher mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 Kilowattstunden im Jahr.

15.1. Regelungsbedürfnis

⁴¹⁸ Die Beschlusskammer erachtet eine Vollbefreiung von Elektrolyseuren als nicht mehr mit den gegenwärtig sowie zukünftig herrschenden Bedingungen vereinbar. In der Vergangenheit waren Elektrolyseure gemäß § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG in der Version vom 29.03.2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84) bei Inbetriebnahme nach dem 03.08.2011 und bis zum 04.08.2029 von den Entgelten für den Bezug von Elektrizität befreit. Der sich vollziehende Transformationsprozess des Energiesystems und die voranschreitende Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren führen aufgrund des sich daraus ergebenden umfassenden Netzausbaubedarfs zu einem stetig wachsenden Kostenaufkommen,

welches über das Instrument der Netzentgelte von zahlungspflichtigen Netznutzern zu tragen ist. Die Verursachung der Kosten erfolgt dabei durch alle Netznutzer. So können Elektrolyseure zwar durch ihre vergleichsweise hohe und flexible Stromabnahme zur Integration von Erneuerbaren Energie beitragen. Dem gegenüber stehen die für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur entstehenden Kosten. Es ist demnach eine Beteiligung von Elektrolyseuren an den Netzentgelten erforderlich, um sich einer verursachungsgerechten Kostenbelastung einzelner Netznutzer gemäß Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 VO (EU) 2019/943 zu nähern und dadurch andere, übermäßig belastete Netznutzer zu entlasten. Im Rahmen der allgemeinen Netzentgeltsystematik ist es notwendig, einen angemessenen Ausgleich zwischen der Kostenbeteiligung von Elektrolyseuren und der Würdigung des energiewirtschaftlichen Beitrags von grüner bzw. kohlenstoffarmer Elektrolyse an dem Gesamtsystem zu würdigen.

15.2. Sondernetzentgelt für grüne bzw. kohlenstoffarme Elektrolyse

419 Die Beschlusskammer hat sich für ein Sondernetzentgelt für Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, entschieden. Dieses Sondernetzentgelt ist mit den europäischen Vorgaben zur Regelung der Entgeltsystematik für Elektrizitätsnetze vereinbar.

420 Das europäische Recht zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik und den Netzentgelten bietet in Art. 18 Abs. 2 VO (EU) 2019/943 einen Kanon an Zielbestimmungen, welche mit den Netzentgelten erreicht werden können. In Art. 18 Abs. 2 f) VO (EU) 2019/943, welcher mit der Änderungsverordnung (EU) 2024/1747 zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union vom 13.06.2024 ergänzt wurde, ist normiert, dass die Netztarife zur Verwirklichung der nationalen Energie- und Klimapläne beitragen sollen. Im Rahmen dieser Zielsetzung wird der Wirkungsumfang der Netzentgelte über das Netz hinaus auf das gesamthafte Energiesystem ausgeweitet. Auch im Rahmen der Netzentgelte ist die Dekarbonisierung der Europäischen Union voranzutreiben. So lässt sich den Erwägungsgründen der Änderungsverordnung 2024/1747 vom 13.06.2024 entnehmen, dass durch die Reform der Elektrizitätsbinnenmarktsverordnung Investitionen in saubere Technologien erleichtert werden sollen, die Wirtschaftszweige benötigen, um den Übergang zur Klimaneutralität

zu vollziehen.⁴⁰ Auch soll die weltweite Führungsrolle der Union im Bereich der Forschung und Innovation zu sauberen Energietechnologien unterstützt werden.

421 Die Bundesrepublik Deutschland hat sich in der Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan⁴¹ zum Ziel gesetzt, den Markthochlauf von Wasserstoff, seinen Derivaten und Wasserstoffanwendungstechnologien zu beschleunigen. Dabei soll die ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff und seinen Derivaten sichergestellt werden. Zu diesem Zwecke ist beabsichtigt, die heimische Elektrolysekapazität bis zum Jahr 2030 auf mindestens 10 GW zu erweitern. Dadurch soll eine zuverlässige Versorgung Deutschlands mit grünem auf Dauer nachhaltigen Wasserstoff erreicht werden.⁴² Im Stromsektor sollen Elektrolyseure zudem zur Energieversorgungssicherheit beitragen, insbesondere als variable und systemdienliche Stabilisatoren bzw. flexible Lasten.⁴³

422 Konkretisierungen hinsichtlich der nationalen Ziele finden sich in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesrepublik Deutschland.⁴⁴ Ziel ist es, grünen bzw. kohlenstoffarmen Wasserstoff herzustellen, um die europäischen Klimaziele voranzutreiben und sich von fossilen Energieträgern langfristig lösen zu können. Die Bundesrepublik Deutschland nimmt sich insgesamt zum Ziel, Leitanbieter für Wasserstofftechnologien zu werden. Bis ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht und um die erwarteten Bedarfe in der Transformationsphase zu decken, sollen auch andere Wasserstoffarten wie kohlenstoffarmer Wasserstoff genutzt werden. Der Zubau von Elektrolyseuren, welche grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, ist wesentlich zur Erreichung dieser Ziele und um die Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs zu unterstützen. Um die Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie erfüllen zu können, müssen die regulatorischen Anforderungen an den Bau und den Betrieb von Elektrolyseuren entsprechend ausgestaltet sein.

⁴⁰ Vgl. dazu Consentec/IBER, Gutachten zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, S. 35 f.

⁴¹ [Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan der Bundesrepublik Deutschland, 2024](#) (im Folgenden „NECP 2024“).

⁴² NECP 2024, S. 173

⁴³ NECP 2024, S. 174.

⁴⁴ [Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesrepublik Deutschland, 2023](#) (im Folgenden: NWS 2023).

- 423 Es handelt sich bei der Sonderbehandlung von Elektrolyseuren, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, nicht um eine Diskriminierung sonstiger Elektrolyseure oder anderer Netznutzer nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 VO (EU) 2019/943.
- 424 Elektrolyseure, die grünen bzw. kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, unterliegen dahingehend einer Andersbehandlung, welche objektiv gerechtfertigt ist.
- 425 Eine Sonderbehandlung im Sinne des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 VO (EU) 2019/943 liegt dann vor, wenn vergleichbare Sachverhalte unterschiedlich oder unterschiedliche Sachverhalte gleichbehandelt werden, ohne dass dies objektiv gerechtfertigt ist.⁴⁵ Elektrolyseure bilden als Letztverbraucher bzw. Großverbraucher im Elektrizitätsnetz eine Vergleichsgruppe mit anderen Verbrauchern im Netz wie beispielsweise Rechenzentren, großen Wärmeerzeugern und Wärmepumpen.
- 426 Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, unterliegen gemäß Ziffer 11.1 Satz 1 einer Sonderbehandlung in Form eines Sondernetzentgeltes. Andere Verbraucher unterfallen hingegen dem Grundmodell für einen Letztverbrauch mit mehr als 100.000 kWh im Jahr.
- 427 Diese Andersbehandlung ist objektiv gerechtfertigt, denn durch Elektrolyse grüner bzw. kohlenstoffarmer hergestellter Wasserstoff trägt in einem besonderen Maße zur Verwirklichung der Energie- und Klimapläne der Bundesrepublik Deutschland bei. Nach ständiger Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs liegt eine objektive Rechtfertigung dann vor, wenn sie in einem Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird, und wenn diese unterschiedliche Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel steht.⁴⁶ In Bezug auf die Herstellung von grünem und kohlenstoffarmen Wasserstoff fasst der nationale Energie- und Klimaplan der Bundesrepublik Deutschland konkrete Ziele zum Ausbau der heimischen Elektrolyse sowie der Durchsetzung eines Wasserstoffhochlaufs zur Erreichung der Energiewende. Diese konkreten Ausbauziele finden sich für andere Großverbraucher hingegen nicht in den nationalen Plänen oder in daraus resultierenden Strategien. In dem nationalen

⁴⁵ EuGH v. 11.6.2020, C-634/18, EU:C:2020:455, Rn. 43 - JI; EuGH v. 21.7.2011, C-2/10, EU:C:2011:502, Rn. 64 - Azienda Agro-Zootecnica Franchini Sarl u.a.; EuGH v. 3.5.2007, C-303/05, EU:C:2007:261, Rn. 56 - Advocaten voor de Wereld.

⁴⁶ EuGH v. 27.1.2022, C-179/20, EU:C:2022:58 Rn. 72 - Fondul Proprietatea SA; EuGH v. v. 29.9.2016, C-492/14, EU:C:2016:732, Rn. 81 - Essent Belgium.

Energie- und Klimaplan der Bundesrepublik Deutschland finden Großwärmeerzeuger und Wärmepumpen zwar explizite Erwähnung. Allerdings beziehen sich die nationalen Umsetzungsziele dort schwerpunktmäßig auf die Wärmewende in Gebäuden und Haushalten. Ziel der Bundesregierung ist in diesem Zusammenhang der sukzessive Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch elektrische Wärmepumpen. Auch die damit in Zusammenhang stehende Wärmepumpenoffensive, die den Ausbau von Wärmepumpen fördern soll, bezieht ihre Ausbauziele auf Wärmepumpen in Gebäuden. Die heutige Netzentgeltsystematik berücksichtigt Wärmepumpen in der Niederspannung bereits im Rahmen der Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG (Az.: BK8-22/010-A).

428 Für größere Wärmeerzeuger (z.B.: Power2Heat oder Großwärmepumpen) existieren zwar Förderprogramme, wie beispielsweise die „Transferoffensive Großwärmepumpen und thermische Speicher für die Industrie“. Es lassen sich den nationalen Energie- und Klimaplänen der Bundesrepublik Deutschland jedoch keine Zielfestlegungen entnehmen, die, vergleichend mit den Zielbestimmungen hinsichtlich der Elektrolyseure, als hinreichend konkret ausgestaltet sind. Die Unterstützungen der Ausbau- sowie Hochlaufziele in Bezug auf grüne bzw. kohlenstoffarme Wasserstoffherstellung in Deutschland entspricht dabei einer zulässigen Zielsetzung (siehe dazu Rz. 420 f.).

15.3. Ausgestaltung des Sondernetzentgeltes

429 Tenorziffer 11.1 Satz 4 nimmt auf die Höhe der Entgelte für Erzeugungsanlagen nach Tenorziffer 9.2 sowie 9.3 Bezug. Die Beschlusskammer hat sich zunächst gegen die Erhebung von entnahmeabhängigen Netzentgelten entschieden, um keine Gegenanreize in Bezug auf einen möglichst umfangreichen Einsatz der Elektrolyseure zu setzen. Wie bei den Energiespeicheranlagen war sodann die Frage zu entscheiden, ob sich das Kapazitätsentgelt für grüne Elektrolyseure an den Kapazitätsentgelten für Erzeuger oder für Verbraucher orientieren soll oder eigenständig ermittelt werden soll. Die Sachlage liegt insofern ein wenig anders als bei Speichern, weil Elektrolyseure eindeutig Verbraucher und auch nur Verbraucher sind. Die Beschlusskammer hat sich gleichwohl für eine reduzierte und an den für Einspeiser geltenden Kapazitätspreisen orientierte Bemessung entschieden.

430 Maßgeblich war zunächst die Abwägung eines individuell berechneten Kapazitätspreises mit der Praktikabilität einer einheitlichen Bestimmung. Die eigenständige Berechnung

eines Kapazitätspreises für Elektrolyseure im Sinne der Tenorziffer 11.1 Satz 1 würde zu einer Komplexität und Vielgestaltigkeit führen, die außer Verhältnis zu der exakten Entgelterhebung steht. Eine individuelle Berechnung würde ggf. zu einer ähnlichen Höhe des Kapazitätspreises führen, es entstünde dem entgegenstehend jedoch ein deutlich höherer Ermittlungsaufwand.

- 431 Die Anlehnung der Entgelte für Elektrolyseure im Sinne der Tenorziffer 11.1 Satz 1 an den Einspeiseentgelten ermöglicht dagegen ein einheitliches System, dass die Entgeltberechnung für den zuständigen Netzbetreiber vereinfacht und demgegenüber für den Netznutzer zu einer vorhersehbaren Entgeltsystematik führt. Darüber hinaus betreffen Netzentgelte für Elektrolyseure fast ausschließlich Neuanlagen. Für diese vermeidet - insofern den Speichern nicht unähnlich - die aus der Anlehnung an die Einspeise-Kapazitätsentgelte resultierende Einheitlichkeit unbeabsichtigte und nicht kalkulierbare Allokationsanreize.

15.4. Alternative Regelungsvorschläge

- 432 Im Rahmen der Stellungnahmen zu den Orientierungspunkten zu den Speichernetzentgelten und Elektrolyseuren vom 16.01.2026 wurden diverse Alternativmodelle zur Erhebung von Netzentgelten für Elektrolyseure vorgetragen, die die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Entscheidungsfindung verworfen hat.
- 433 Teilweise wurde vorgeschlagen, Elektrolyseuren gegen Standortansiedlungen eine Netzentgeltbefreiung von mindestens 10 Jahren zu gewähren. Im Rahmen dieser Standortanreize sollten dabei bestimmte netzdienliche Gebiete in der Bundesrepublik bestimmt werden, in denen sich eine Ansiedlung von Elektrolyseuren anböte. Vorgeschlagen wurde dabei, sich an den bereits vorliegenden § 13k EnWG-Entlastungsregionen zu orientieren.
- 434 Die Beschlusskammer ist diesem Vorschlag aufgrund der nachfolgenden Erwägungen nicht gefolgt. Der Standort einer Anlage kann zwar Auswirkungen auf die Netzverträglichkeit einer Anlage haben. So kann die Ansiedlung von Elektrolyseuren im netztechnischen Norden förderlich sein, da so der vorwiegend im Norden erzeugte Windstrom aus On- und Offshore Winderzeugung erzeugungsnah durch die Elektrolyseure verbraucht und lange Übertragungswege gespart werden bzw. Engpässe vermieden werden. Allerdings kann sich die Bewertung eines Standortes kurzfristig sowie langfristig verändern. Während in einigen Stunden des Jahres zwar der Stromfluss aus

dem winderzeugungsstarken Norden in den lastdominierten Süden transportiert werden muss, tritt in einigen Stunden auch die umgekehrte Situation auf. So muss Strom aus Photovoltaik-Anlagen in den Norden transportiert werden. In diesen Situationen wäre der Standort anders zu bewerten, ohne dass sich dies in der Begünstigung der Anlagen in Form einer Befreiung widerspiegeln würde. Auch wenn kurzfristig positive Effekte deutlich überwiegen sollten, kann sich langfristig zudem die Situation in Bezug auf den Ausbau des Netzes aber auch der Erneuerbaren Energien derart ändern, dass der Ansiedlungsort gänzlich neu zu bewerten wäre. Der Standort einer Anlage ist dahingehend eine unwiderrufliche Entscheidung. Schließlich würde eine Setzung von Anreizen im Rahmen der Finanzierungskomponente zu einem Systembruch aufgrund der Vermischung der beiden Zielbestimmungen Finanzierung und Anreiz führen.

435 Daraus schließend eignet sich die Knüpfung eines Sondernetzentgeltes an den Standort einer Anlage nicht zur Erreichung der damit verfolgten Ziele.

436 Andere Stellungnahmen schlugen eine Ausweitung der Industrienetzentgelte auf Elektrolyseure vor. Bei diesen handele es sich ebenfalls um Großverbraucher. Die Ausweitung des Sondernetzentgeltes für Industrieverbraucher auf Elektrolyseure hat die Beschlusskammer zum Zeitpunkt der Festlegung ebenfalls verworfen. Davon abweichende Regelungen im Rahmen der Methodenfestlegung zu den Industrienetzentgelten bleiben davon unbenommen. Eine solche Erweiterung würde zum Zeitpunkt der Festlegung zu einer unverhältnismäßigen Öffnung des Anwendungsbereichs sowie zu einer Verfehlung der deutschen Wasserstoffziele führen. Während ein Sondernetzentgelt auf solche Elektrolyseure zugeschnitten werden kann, die einen Beitrag zur Energiewende sowie zur Erreichung der Klimaneutralität leisten, würde eine Berücksichtigung in den Industrienetzentgelten hingegen keine Differenzierung zwischen den Wasserstofferzeugungsarten ermöglichen und somit auch solchen aus fossilen Energien zur Verfügung stehen. Eine Einbeziehung aller an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossenen Elektrolyseure würde zudem in einer übermäßigen Belastung der restlichen zahlungspflichtigen Netznutzer führen, die den zu gewährenden Netzentgeltrabatt in Form einer Umlage oder einer Umverteilung der Netzkosten innerhalb des jeweiligen Netzgebietes tragen müssten. In Abwägung mit der Erhebung eines Sondernetzentgeltes für grüne bzw. kohlenstoffarme Elektrolyseure tritt diese Alternative zurück.

437 Teilweise trugen Stellungennehmende vor, dass die in der Vergangenheit geltende Vollbefreiung für Elektrolyseure in § 116 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG entfristet und fortgeführt werden müsse. Nur so sei es möglich, die heimische Elektrolyse wirtschaftlich zu betreiben. Anders sei kein realistisches Investitionsvorhaben möglich. Eine Vollbefreiung von den Netzentgelten ist wie bereits in der Randziffer 418 ausgeführt mit den heutigen sowie zukünftigen Anforderungen an die Stromnetzentgeltsystematik nicht vereinbar. Es unterbliebe ein Anreiz zur Herstellung von grünem bzw. kohlenstoffarmen Wasserstoff.

15.5. Nachweispflicht des Anlagenbetreibers

438 Das Sondernetzentgelt nach 11.1 S. 1 wird lediglich für die ausschließliche Herstellung von grünem bzw. kohlenstoffarmen Wasserstoff gewährt. Zum Nachweis der Qualifizierung für dieses Sondernetzentgelt hat der Betreiber eines Elektrolyseurs die ausschließliche Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmen Wasserstoff in Form der Zertifizierung im Sinne der Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Rohstoffen auf die Treibhausgasquote und zur Anrechnung auf die Verpflichtung nach Artikel 4 in Verbindung mit Anhang I der Verordnung (EU) 2023/2405) (37. BImSchV) nachzuweisen. Die Änderung oder der Verlust der Zertifizierung zur Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmen Wasserstoff sind dem zuständigen Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen. Eine Mischproduktion ist nicht erlaubt.

15.6. Entgelt für sonstige Elektrolyse

439 Tenorziffer 11.2 verweist für Elektrolyseure, die weder grünen noch kohlenstoffarmen Wasserstoff produzieren auf die Entgelte für Verbraucher. Es handelt sich dabei um Verbraucher ohne einen Anknüpfungspunkt für eine Sonderbehandlung. Solche Elektrolyseure finden keine Erwähnung in den nationalen Energie- und Klimaplänen der Bundesrepublik Deutschland und fördern aufgrund des Bezugs von fossiler Energie zur Herstellung von Wasserstoff auch nicht die Integration von Erneuerbaren Energie und somit die Umsetzung der Energiewende hin zur Klimaneutralität. Dementsprechend erfolgt die Erhebung der Netzentgelte nach den Vorgaben der Tenorziffer 8.4 ff. Zudem würde eine Sonderbehandlung einer fossilen Wasserstoffherstellung zu einer diskriminierenden Andersbehandlung gegenüber anderen Großverbrauchern führen, da

es im Vergleich zur Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmen Wasserstoff an einem rechtfertigenden Abgrenzungskriterium fehlt.

16. Entgelte mit Anreizfunktion (Tenorziffer 12)

440 Die Einführung von Entgelten mit Anreizfunktion, insbesondere dynamischen Netzentgelten, und deren Methodik findet ihre Grundlage in § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 a) und g) EnWG. Nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 a) EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur Setzung von Anreizen zu Netzentlastung und zur Beschleunigung des Netzausbaus, zur Effizienz und Flexibilität bei Energieeinspeisung und -verbrauch. Nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 a) EnWG kann die Regulierungsbehörde ferner Regelungen treffen zur Ausgestaltung last- oder zeitvariabler Netzentgelte, wobei deren Variabilität auch am erwarteten Umfang der Einspeisung von Elektrizität ausgerichtet sein kann. Nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 g) EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur Ausgestaltung last- oder zeitvariabler Netzentgelte, wobei deren Variabilität auch am erwarteten Umfang der Einspeisung von Elektrizität ausgerichtet sein kann.

441 Die Einführung von Entgelten mit Anreizfunktion, insbesondere dynamischen Netzentgelten, ist auch mit dem europäischen Rechtsrahmen vereinbar. Diese zahlen zunächst auf den allgemeinen Maßstab der Kostenorientierung (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO) ein, indem sie netzseitige Kostenwirkungen reflektieren (hierzu Abschnitt 16.1). Hieraus ergeben sich auch wesentliche Leitplanken für die Ausgestaltung. Zudem tragen sie dem netzentgeltspezifischen Ziel der Flexibilität Rechnung (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO). Art. 18 Abs. 7 S. 3 Strom-VO konkretisiert, dass die Regulierungsbehörden zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung ziehen und diese erforderlichenfalls einführen, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen, soweit bereits intelligente Messsysteme verwendet sind. Die Zulässigkeit dynamischer Netzentgelte ergibt sich zudem aus Art. 27 Abs. 5 i. V. m. Anhang XIII Nr. 3 Energieeffizienz-RL. Danach können Netz- oder Einzelhandelstarife einer dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen seitens der Endkunden förderlich sein, z. B. a) nutzungszeitspezifische Tarife; b) Tarifierung in kritischen Spitzenzeiten; c) Echtzeit-Tarifierung und d) Spitzenzeitenrabatte.

16.1. Einführung dynamischer Netzentgelte

442 Dynamische Netzentgelte sind ein zweckdienliches Instrument zur Stärkung einer effizienten Netznutzung und einer höheren Kostenreflexivität. Zeitlich und räumlich differenzierte, vorzeichengerechte Netzentgelte reizen die Verlagerung von Strombezug bzw. -einspeisung aus netzengpassbelastenden Zeitfenstern in netzengpassfreie Zeitfenster an und helfen somit

dabei, Engpassmanagementmaßnahmen durch die Netzbetreiber und die damit verbundenen Kosten zu vermeiden. Dynamische Netzentgelte geben damit auch Knappheits- und Kostenverhältnisse in der Netznutzung wieder.

443 Um eine netzengpassentlastende Änderung in der Netznutzung anzureizen, bedarf es einer Bekanntgabe vor Schließung des Day-Ahead-Markts. Andernfalls könnten Netznutzer die Preissignale durch dynamische Netzentgelte nicht bei ihren Geboten berücksichtigen. Einer Bekanntgabe mit mehreren Tagen Vorlauf steht eine zunehmende Ungenauigkeit bei den Netzenspassprognosen der Netzbetreiber entgegen. Die Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte bedarf weiterführender quantitativer Analysen, weshalb die Einführung und Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte durch gesonderte Festlegungen nach § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 3 a) und g) EnWG geregelt werden wird. Hierin liegt auch die aufschiebende Bedingung in Tenorziffer 12.3 begründet.

444 Zur Klarstellung sei darauf hingewiesen, dass die fehlende Regelung zu Baukostenzuschüssen in dieser Festlegung lediglich den Hintergrund hat, dass Baukostenzuschüsse seitens der Bundesnetzagentur außerhalb dieses Verfahrens weiterverfolgt werden.

16.2. Schrittweise Einführung

445 Die Einführung soll schrittweise erfolgen. Die ersten Schritte werden dabei insbesondere aus Gründen der Planbarkeit für die betroffenen Akteure bereits in dieser Festlegung getroffen. Eine Ausweitung darüber hinaus kann sich daran anschließen und ist ausdrücklich nicht ausgeschlossen.

446 Die Übertragungsnetzbetreiber haben rechtzeitig vor Einführung dynamischer Netzentgelte eine gemeinsame Plattform in Betrieb zu nehmen, mit der Preissignale ausgewiesen und kommuniziert werden können und an der sich sukzessive weitere Netzbetreiber beteiligen können. Auf dieser sollen zunächst Preise für Netzenspässe auf den Netz- und Umspannebenen 1 und 2 veröffentlicht werden. Derzeit bestehen Netzenspässe überwiegend im Übertragungsnetz und in den oberen Verteilernetzebenen. Ferner ist für eine zielgenaue Bestimmung eines dynamischen Netzentgelts die Beobachtbarkeit des Netzes sowie Prozesse für die Engpassvorhersage und das Engpassmanagement Voraussetzung. Diese ist derzeit in der Höchstspannungsebene, der Umspannebene Höchst-/Hochspannung sowie größtenteils in der Hochspannungsebene und der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung gegeben.

447 Netzbetreiber haben dynamische Netzentgelte zu bilden und gegenüber Betreibern von Stromspeicheranlagen mit Anschluss an die Netz- und Umspannebenen 1 bis 5 spätestens

zum 01.01.2033, jedoch nicht vor dem 01.01.2030 abzurechnen. Stromspeicheranlagen zeichnen sich durch eine hohe Preissensitivität aus. Sie können gezielt durch ein vorzeichengerechtes dynamisches Netzentgelt Strombezug und -einspeisung anpassen und darüber auch Erlöse erzielen. Die Begrenzung auf Netz- und Umspannebene 1 bis 5 ist dabei ebenfalls als Bestandteil einer schrittweisen Einführung zu sehen. Sie trägt insbesondere dem Umsetzungsaufwand bei Adressierung von Akteuren auch auf den Netz- und Umspannebenen 6 und 7 Rechnung. Eine Ausweitung zu einem späteren Zeitpunkt wird hiermit nicht ausgeschlossen.

448 Netzbetreiber haben dynamische Netzentgelte gegenüber Betreibern von Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die Netz- und Umspannebenen 1 bis 5 spätestens zum 01.01.2035, jedoch nicht vor dem 01.01.2032 abzurechnen. Auf Windenergieanlagen auf See findet die Bepreisung mit dynamischen Netzentgelten keine Anwendung. Windenergieanlagen auf See sind zunächst räumlich an den Standort (Offshore) gebunden und es bestehen besondere Regelungen zum Netzanschluss, denen Rechnung zu tragen ist. Die Anbindungsleitungen und damit der Netzverknüpfungspunkt werden durch den Netzentwicklungsplan bestimmt (vgl. § 17d EnWG). Dieser Netzverknüpfungspunkt kann dabei nahe der Küste, aber auch weit im Inland liegen, also vor oder hinter typischen Engpässen, ohne dass der Betreiber einer Windenergieanlage auf See hierauf relevanten Einfluss hätte.⁴⁷ Mit zunehmender Offshore-Vernetzung⁴⁸ ist eine eindeutige Zuordnung einer Windenergieanlage auf See zu einem Netzverknüpfungspunkt zudem kaum mehr möglich, jedenfalls sehr komplex.

449 Ein Medium zur Netzengpasstransparenz nach Tenorziffer 12.4 dient dazu, dass Netznutzer in die Lage versetzt werden, dynamische Netzentgelte in ihre Standort- und Investitionsentscheidungen einzubeziehen. Mit der Information über Netzengpässe erhalten Netznutzer einen wesentlichen Baustein, um für einen Standort abschätzen zu können, wie dynamische Netzentgelte sie betreffen könnten. Demgegenüber dient die Plattform nach Tenorziffer 12.2 S. 4 in erster Linie der Ausweisung und Kommunikation von Preissignalen und damit der Abwicklung. Die schließt nicht aus, dass diese beiden Funktionen praktisch auch in einer Plattform verbunden werden.

⁴⁷ Vgl. Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025), 2. Entwurf, S. 151 ff.

⁴⁸ Vgl. Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025), 2. Entwurf, S. 156.

- 450 Gegenüber Letztverbrauchern haben Netzbetreiber zunächst keine dynamischen Netzentgelte zu bilden und abzurechnen. Letztverbraucher sind eine äußerst heterogene Nutzergruppe, mit teils sehr geringer Preissensitivität. Vor diesem Hintergrund wäre die gezielte Anreizung von netzengpassentlastender Netznutzung durch dynamische Netzentgelte derzeit sehr komplex. Die Erhebung und Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte gemäß § 14a EnWG („Modul 3“) bleibt unberührt.
- 451 Die Bundesnetzagentur behält sich die Einführung dynamischer Netzentgelte für Elektrolyseure durch gesonderte Festlegung im Sinne von Tenorziffer 12.1. vor. Elektrolyseure sind unter den Letztverbrauchern einerseits grundsätzlich naheliegende Adressaten eines dynamischen Netzentgeltes. Sie können gezielt mit Blick auf ein dynamisches Netzentgelt ihren Strombezug anpassen. Andererseits sind Elektrolyseure durch europäische Vorgaben zur Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff (RFNBO-Kriterien) in ihrer Fahrweise eingeschränkt. Vor diesem Hintergrund ist die Bildung und Abrechnung eines dynamischen Netzentgeltes nicht Teil der festgelegten schrittweisen Einführung, gleichzeitig jedoch eine konkrete Option für die Folgefestlegung.

17. Sonderformen der Netznutzung (Tenorziffer 13)

452 Tenorziffer 13 regelt die Sonderformen der Netznutzung. Satz 1 regelt die Voraussetzungen, unter denen die zeitgleiche Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen zu einer Entnahmestelle zum Zwecke der Ermittlung des Kapazitätsentgelts nach Ziffer 8.3 zulässig ist. Die Regelung ist an das Pooling nach § 17 Abs. 2a StromNEV angelehnt. Unter den in § 17 Abs. 2a StromNEV genannten Voraussetzungen können Entnahmestellen für die Ermittlung des Jahresleistungspreises zusammengefasst werden. Hierdurch ist insofern eine Optimierung möglich, als die zeitgleiche Jahreshöchstlast beider Entnahmestellen niedriger sein kann als ihre zeitungleichen Jahreshöchstlasten, was zu einer geringeren Leistungsbepreisung führt. In der AgNes-Systematik ist zwar die Jahreshöchstlast nicht ausschlaggebend für die Leistungsbepreisung. Diese richtet sich vielmehr nach dem Kapazitätspreis auf die Bestellkapazität und dem AP2 im Falle einer Kapazitätsüberschreitung. Jedoch ist auch insofern eine Optimierung bei einer Zusammenbetrachtung von Entnahmestellen möglich, wenn aufgrund der geringeren zeitgleichen Höchstlasten ein günstigeres Ergebnis in der Systematik aus Kapazitäts- und zweistufigem Arbeitspreis erzielt werden kann. Das Pooling ist etabliert und in der Praxis weit verbreitet, insbesondere an Industriestandorten. Die Beschlusskammer sieht es als sachgerecht an, eine entsprechende Zusammenbetrachtung von Entnahmestellen auch künftig zuzulassen, um unverhältnismäßige Kostenbelastungen aus historisch gewachsenen, an der bisherigen Systematik orientierten Strukturen zu vermeiden. Gleichzeitig ist auszuschließen, dass durch eine zu weitläufige Ausgestaltung eine Besserstellung von Letztverbrauchern mit mehreren Entnahmestellen gegenüber solchen mit nur einer Entnahmestelle erfolgt. Dies würde dem Grundsatz der Kostenreflexivität entgegenstehen. Die Beschlusskammer hat aus diesem Grund in den Sätzen 1 sowie 3 bis 5 die Zulässigkeitsvoraussetzungen des § 17 Abs. 2a StromNEV vollständig auf die neue Regelung übertragen.

453 Tenorziffer 13 Satz 2 bildet für den Einsatz von Stromspeicheranlagen eine Ausnahme von der Voraussetzung des Satzes 1 Nr. 4, wonach die Entnahmestellen entweder Bestandteil desselben Netzknotens oder bei Vorliegen einer kundenseitigen galvanischen Verbindung an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sein müssen. Die Regelung betrifft Fälle, in denen es wegen behördlicher Entscheidungen nicht möglich ist, eine Stromspeicheranlage mit dem Letztverbrauch anlagengekoppelt zu betreiben.

Dies kann, je nach den örtlichen Gegebenheiten, insbesondere aufgrund von Brandschutzbestimmungen ausgeschlossen sein. Die Beschlusskammer beabsichtigt den Einsatz von Stromspeicheranlagen in solchen Fällen nicht zu hemmen und keine Schlechterstellung gegenüber anderen Letztverbrauchern entstehen zu lassen, die anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen betreiben können. Nach Satz 2 lit. a) muss die Erfüllung von Satz 1 Nr. 4 aufgrund einer behördlichen Entscheidung rechtlich unmöglich sein. Vorausgesetzt ist damit eine hoheitliche Einzelfallregelung, die den Anschluss einer Stromspeicheranlage ausschließt. Satz 2 lit. b) dient dem Zweck, wiederum den Grundsatz der Kostenreflexivität zu wahren, indem eine Zusammenbetrachtung von Letztverbrauch mit Stromspeicheranlagen ohne jeden geographischen Zusammenhang ausgeschlossen wird. Zu diesem Zweck wird vorausgesetzt, dass die Entnahmestelle der Stromspeicheranlage in derselben Netzgruppe installiert ist wie die Letztverbrauchsanlage und das zu beiden geographisch nächstliegende, vorgelagerte Umspannwerk identisch ist. Sofern bis dato gepoolte Entnahmestellen in der AgNes-Systematik unter Tenorziffer 13 Satz 1 fallen, ist auch eine Zusammenbetrachtung dieser Entnahmestellen mit einer Stromspeicheranlage nach Tenorziffer 13 Satz 2 möglich. In dem Fall ist Satz 2 lit. a) in der Weise zu verstehen, dass eine der Letztverbrauchsentnahmestellen demselben Umspannwerk geographisch nächstgelegen sein muss wie die Stromspeicheranlage. Tenorziffer 13 Satz 2 lit. b) setzt darüber hinaus voraus, dass die Stromspeicheranlage und die Letztverbrauchsanlage vom selben Netznutzer betrieben werden. Eine Zusammenbetrachtung von Letztverbrauch mit Stromspeicheranlagen, die durch Dritte betrieben werden und / oder nur mit einer Teilkapazität dem Letztverbraucher zur Verfügung stehen, ist nicht möglich.

18. Verprobung (Tenorziffer 14)

454 Tenorziffer 14 fasst die bisherigen Regelungen aus § 20 (Verprobung) und § 21 StromNEV (Netzentgeltbildung in der Anreizregulierung) zusammen.

18.1. Verprobungsregeln (Tenorziffer 14.1)

455 Die Entgeltermittlung erfolgt im Ausgangspunkt je nach Regulierungssystem, in dem sich der betreffende Netzbetreiber befindet:

456 **Tenorziffer 14 Satz 1 Alt. 1:** Im Falle eines Netzentgeltgenehmigungsverfahrens gemäß § 23a EnWG ist auf das nach Tenorziffer 4 StromNEF geprüfte Kostenniveau abzustellen.

Dies ist in ein Preisblatt umzusetzen und unterliegt ebenfalls der Genehmigungspflicht gemäß § 23a EnWG

457 **Tenorziffer 14 Satz 1 Alt. 2:** Bei den Übertragungsnetzbetreibern erfolgt künftig die Entgeltbildung auf Basis eines Plankostenansatzes nach Maßgabe der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber. Dieser liegt bislang in einer Entwurfsfassung vor (vgl. dort Tenorziffer 2.1).

458 **Tenorziffer 14 Satz 2:** In allen Fällen, die der Anreizregulierung unterliegen, ist der Ausgangspunkt für die Entgeltermittlung die festgelegte bzw. jährlich angepasste Erlösobergrenze. Diese Regelung ist erforderlich, weil in der Anreizregulierung die Erlöse von den Netzkosten periodisch entkoppelt sind.

459 So ist für die jeweiligen Fallgruppen gewährleistet, dass die Höchstpreisgenehmigung nach § 23a EnWG, der Plankostenansatz bei den Übertragungsnetzbetreibern und die Erlösobergrenze in der Anreizregulierung bei der konkreten Entgeltbildung wirksam umgesetzt werden.

460 Das Netzentgelt ist einheitlich für das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers zu bilden. Eine Aufspaltung im Sinne von örtlich differenzierten Teilnetzentgelten eines Netzbetreibers ist weiterhin nicht zulässig. Es gilt der Grundsatz „ein Netzbetreiber – ein Netzentgelt“ (vgl. OLG Düsseldorf VI-3 Kart 1067/16 [V]).

461 Satz 3 stellt klar, dass die Verprobungsregeln auch für das bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelt gelten.

462 Satz 4 enthält die bekannten Grundsätze der Verprobung. Der Netzbetreiber trifft dabei sachgerechte Annahmen über die Mengenentwicklung in seinem Netz (Absatzprognose, Nr. 1) bzw. stellt auf die Entnahmestellen und die nach der Kostenstellenrechnung ermittelten Kosten für den konventionellen Messstellenbetrieb ab (Nr. 2). Die Entgelte für den Messstellenbetrieb mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen sind nicht Gegenstand dieser Festlegung.

18.2. **Dokumentation (Tenorziffer 14.2)**

463 Tenorziffer 14.2 dient der Nachvollziehbarkeit der vom Netzbetreiber angewandten Verprobungsregeln für die jeweils zuständige Regulierungsbehörde. Gleiches gilt für die Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf die Ermittlung des bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgeltes. Maßstab ist stets der „sachkundige Dritte“. Es handelt sich

um eine die allgemeinen Regelungen der Tenorziffer 16 konkretisierende Vorgabe. Sie ist zur effektiven Überprüfung der Netzentgeltbildung im Hinblick auf Aufsichtsbefugnisse und Regulierungskontoprüfungen erforderlich.

18.3. Anpassungen der Ausgangsbasis (Tenorziffer 14.3)

464 Die Vorgabe folgt der in § 21 StromNEV bislang geregelten Logik. Es erfolgt zudem eine Ergänzung in Bezug auf die neue Übertragungsnetzbetreiber-Regulierungssystematik. Hier geht es um Fälle, in denen die kalenderjährliche Anpassung der Erlösobergrenze bei den Verteilernetzbetreibern oder des Plankostenniveaus bei den Übertragungsnetzbetreibern zu einer Veränderung der Netzentgelte führen würde. Bei einer prognostizierten Entgeltabsenkung von einem Jahr auf das andere besteht eine Pflicht zur Verminderung der Entgelte, im Übrigen steht dem Netzbetreiber ein Wahlrecht zu. Differenzen werden über das Regulierungskonto ausgeglichen, wenn er sich gegen eine Anpassung entscheidet. Zu beachten ist zudem das Jährlichkeitsprinzip aus Tenorziffer 7.

18.4. Kaskade der Entgeltbildung (Tenorziffer 14.4)

465 Mit den Regelungen zum Zeitpunkt der Entgeltanpassungen wird der Monat Oktober als maßgeblicher Zeitpunkt der Entgeltbildung gestärkt. Hier werden alle Fälle erfasst, in denen es nach Tenorziffer 14.3 zu einer Entgeltanpassung für das folgende Kalenderjahr kommt.

466 In Bezug auf die Übertragungsnetzbetreiber gilt bislang die Festlegung BK8-19-0001-A zu Berichtspflichten hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte. Sinn und Zweck ist die Schaffung der notwendigen, verlässlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf die rechtzeitige Netzentgeltbildung für die Marktbeteiligten. Gemäß § 20 Abs. 1 S. 1 EnWG sind die Entgelte „unmittelbar nach deren Ermittlung, aber spätestens zum 15. Oktober eines Jahres für das Folgejahr“ zu veröffentlichen. Hierbei hat sich der 1. Oktober in der Praxis bewährt und ist jedenfalls als rechtzeitig im Sinne von § 20 EnWG anzusehen. Diese Regelung wird flankiert durch die rechtzeitige Meldung der konkreten Kostenwälzungsbeträge (Tenorziffer 5.1 Satz 3) gegenüber den nachgelagerten Netzbetreibern gemäß Satz 4. In der Systematik der StromNEV war die rechtzeitige Kenntnis über die Preisblätter der vorgelagerten Netzbetreiber erforderlich. Aufgrund der neuen Kostenwälzungsvorgaben auf Basis des netzbezogenen Letztverbrauchs (Tenorziffer 5) ist das Preisblatt des vorgelagerten

Netzbetreibers insoweit nicht mehr relevant. Vielmehr ist die rechtzeitige Kenntnis der Kostenwälzungsbeträge zwingend erforderlich, um die Entgeltbildung kaskadierend sicherzustellen. Die Inrechnungstellung dieser Kostenwälzungsbeträge zwischen den beteiligten Netzbetreibern kann in 12-Monats-Raten erfolgen.

467 Es handelt sich um eine sachgerechte Konkretisierung der gesetzlichen Vorgaben aus dem EnWG, um die Rechtzeitigkeit der Entgeltbildung sicherzustellen. Hierbei steht insbesondere das Ziel einer preisgünstigen und effizienten Versorgung im Vordergrund, indem alle Marktteilnehmer transparent und diskriminierungsfrei die Information zur Netzentgeltentwicklung erhalten. Dies hat für alle Lieferanten besondere Bedeutung hinsichtlich der Preiskalkulation für das kommende Kalenderjahr.

468 Die Beschlusskammer geht davon aus, dass sich die im Übrigen in der Festlegung BK8-19/0001-A geregelte Informations- und Dokumentationskaskade in der Praxis mittlerweile bewährt hat und aktuell kein konkretes Regelungsbedürfnis für die Zukunft besteht. Es besteht vielmehr die Erwartungshaltung, dass die Übertragungsnetzbetreiber die bewährte Vorgehensweise auch in einem zukünftigen System unter Anwendung der neuen Vorgaben zur Kostenwälzung praktisch umsetzen.

469 Daran anknüpfend passen die Verteilernetzbetreiber ihre Entgelte bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres für das darauffolgende Kalenderjahr an.

470 Bislang war in § 21 Abs. 3 S. 1 StromNEV noch der 1.1. als maßgebliches Datum für die Entgeltanpassung aufgeführt. Dies entspricht jedoch nicht in hinreichendem Maße der Bedeutung der Entgeltbildung zum 15.10. gemäß § 20 Abs. 1 S. 1 EnWG.

471 Die Beschlusskammer 8 veröffentlicht seit einigen Jahren bereits rechtzeitig vor Oktober Hinweise zum zeitlichen Ablaufplan der Kaskadierung. Dieser Ablauf wird im Vorfeld künftig zunächst durch die Regelungen zum zeitlichen Verlauf der Kostenwälzung zwischen den Netzbetreibern (vgl. Tenorziffern 5.8 und 5.9) sowie bereits heute zur EE-Kostenwälzung (BK8-24-001-A) bestimmt. Im weiteren Verlauf sollten ab dem 02.10. die Übertragungsnetzbetreiber jeweils den nachgelagerten Weiterverteilern die konkreten Kostenwälzungsbeträge melden. Im nächsten Schritt melden Letztere ihren Weiterverteilern wiederum mit jeweils 2 bis 3 Tagen zeitlichem Abstand die konkreten Kostenwälzungsbeträge. Damit wird sichergestellt, dass zum 15.10. die Entgeltbildung insgesamt abgeschlossen ist.

472 Eine Anpassung der Netzentgelte nach dem 1. bzw. 15.10. soll nach der Konzeption der Vorschrift den Ausnahmefall darstellen. In der Regel wird der Netzbetreiber die Grundlage für seine Entgeltbildung rechtzeitig kennen. Zulässig ist die Anpassung daher nur bei wesentlichen nachträglichen Abweichungen der Kalkulationsgrundlage, die der Höhe nach auch zu einer erheblichen Änderung der Netzentgelte führen würde. Üblicherweise können nachträgliche Abweichungen aber sachgerecht über die Regulierungskontosystematik abgewickelt werden. Entscheidend ist in diesem Zusammenhang insbesondere, dass die Kenntnis der Entgelte für das nächste Kalenderjahr u.a. für Händler und Lieferanten die Grundlage ihrer Kalkulation darstellt. Die Stärkung des 15.10. trägt dem Rechnung und dient dem Wettbewerbsziel des § 1 Abs. 2 EnWG. Die Entgelte werden unabhängig davon, ob sie nach Oktober noch mal angepasst werden, zum 1.1. eines Kalenderjahres wirksam.

19. Aufschlag für besondere Netznutzung (Tenorziffer 15)

- 473 Der Aufschlag für besondere Netznutzung findet seine Grundlage in § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 i) EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur Methodik, nach der Mindererlöse von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf Grund von Festlegungen nach Buchstabe f oder 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 Mindererlöse oder 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.
- 474 Nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 f) EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zu individuellen Netzentgelten bei Sonderformen der Netznutzung sowie zur Vermeidung von Direktleitungsbauten, insbesondere Bestimmungen zu möglichen Ausprägungen von Sonderformen der Netznutzung, den Voraussetzungen für die Ermittlung von individuellen Netzentgelten sowie einer Genehmigung und Untersagung, Art, Inhalt, Umfang und Format der Informationen, die vom Netzbetreiber oder Netznutzer bei der Beantragung individueller Netzentgelte zu übermitteln sind, Art, Inhalt, Umfang und Format der Informationen, die vom Netzbetreiber im Falle einer Genehmigung individueller Netzentgelte zu veröffentlichen sind. Hierunter fallen die in Bezug genommenen Kosten aus individuellen Netzentgelten nach Tenorziffer 17.1, 17.2 und 17.3 (Industrienetzentgelte). Nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h) EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern, insbesondere auch im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Hierunter fallen insbesondere die resultierenden Kosten aus der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A vom 28.08.2024, zuletzt geändert durch Beschluss BK8-25-005-A vom 04.03.2026) sowie etwaiger Nachfolgefestlegungen.
- 475 Hierbei wird die bereits in der Festlegungskompetenz intendierte bundesweite Verteilung umgesetzt. Die Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bedarf einer bundesweiten Verteilung, da eine Verteilung innerhalb des Netzgebietes eine Entlastung von Mehrkosten durch

bundesweite Verteilung gerade nicht erreichen könnte. Der Zweck der EE-Kostenwälzung würde gänzlich ausgehebelt, wenn die Mehrkosten in den lokalen oder regionalen Netzen verblieben.

476 Eine bundesweite Verteilung von bestimmten Netzkosten lässt sich letztlich nur über den Arbeitspreis sachgerecht umsetzen. Nicht ohne Grund knüpft § 19 Abs. 2 S. 14ff StromNEV sowie auch sämtliche gesetzliche Umlagen, die durch die Netzbetreiber abgerechnet werden, an die elektrische Arbeit an.

477 Bei der Ausgestaltung einer solchen bundesweiten Verteilung ist ferner der Grundsatz der Kostenorientierung in den Blick zu nehmen. Die Beteiligung der Kosten sollte demnach grundsätzlich in Relation zur Inanspruchnahme der Netzinfrastruktur stehen. Vereinfacht gesagt, sollten also angeschlossene Letztverbraucher in einer höheren Spannungsebene dem Grunde nach weniger Kosten tragen, als in der Niederspannung angeschlossene Letztverbraucher. Ein bundesweit einheitlicher Aufschlag auf die Netzentgelte – im Prinzip ein bundesweit einheitlicher Arbeitspreis – würde hingegen gerade in Bezug auf Letztverbraucher in höheren Netzebenen und mit größeren Bezugsmengen zu einer höheren Belastung führen.

478 Auf der anderen Seite ist bei einer bundesweiten Verteilung die praktische Umsetzbarkeit und Abwicklung in den Blick zu nehmen. Eine individuelle Betrachtung nach der Netzinanspruchnahme des jeweiligen Netznutzers wäre vor diesem Hintergrund beispielsweise nicht geeignet. Wie es auch bei allen bisherigen gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Umlagen- und Verteilungsmechanismen der Fall war, ist eine gewisse Pauschalierung notwendig. Diese notwendige Pauschalierung kann auf einfache Weise erreicht werden, indem der Verteilungsmechanismus eine verbrauchsabhängige Begrenzung vorsieht. Denn Großverbraucher sind nahezu ausschließlich auf höheren Spannungsebenen angeschlossen.

479 Für diesen Bereich bietet der Mechanismus des Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) genau die richtigen Instrumente, um sowohl dem Grundsatz der Kostenorientierung gerecht zu werden als auch gleichzeitig die praktische Umsetzbarkeit zu gewährleisten. Dazu kommt, dass sowohl auf Seiten der Letztverbraucher als auch auf Seiten der Netzbetreiber eine Entbürokratisierung durch Vereinheitlichung erreicht werden kann. Denn der Mechanismus des EnFG wurde unter anderem geschaffen, um die bis dato in verschiedenen Regelwerken statuierten gesetzlichen Umlagenregime zu vereinheitlichen und damit insgesamt zu entbürokratisieren.

480 Hierbei gelten die Obergrenze aus § 31 Nr. 3 EnFG 2025 und der Mindestbetrag aus § 31 Nr. 4 EnFG 2025 allerdings mit Blick auf eine angemessene Kostenbeteiligung im Rahmen des Aufschlags für besondere Netznutzung gesondert (Tenorziffer 15.2 S. 1 und S. 2). Für Unternehmen, die derzeit von der Regelung des § 31 Nr. 3 EnFG in Bezug auf die KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage profitierten, wird durch das Unterbleiben einer Kopplung des Aufschlags für besondere Netznutzung mit den Umlagen eine übermäßige Begünstigung ausgeschlossen. Profitiert ein Unternehmen bereits derzeit von der Obergrenze des § 31 Nr. 3 EnFG, würde eine Kopplung dazu führen, dass die zu zahlende Umlage auf denselben Höchstbetrag begrenzt bliebe, auch wenn der Aufschlag als weitere Position einginge. Entsprechende Unternehmen würden sich im Falle einer Kopplung jenseits des Selbstbehalts nach § 31 Nr. 1 EnFG im Ergebnis nicht mehr an der Finanzierung des Aufschlags für besondere Netznutzung beteiligen. Auch hinsichtlich des Mindestbetrags nach § 31 Nr. 4 EnFG würde die Kopplung dazu führen, dass ein Unternehmen, das derzeit in den Anwendungsbereich des § 31 Nr. 3 und 4 EnFG fällt, weniger für den Aufschlag und die gesetzlichen Umlagen zahlen würde als nach derzeitiger Rechtslage. Eine Koppelung von Aufschlag und Umlagen wäre vor diesem Hintergrund nicht sachgerecht.

481 Nach Tenorziffer 15.2 S. 3 bedarf es im Rahmen des Aufschlags für besondere Netznutzung keiner gesonderten Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle über besondere Ausgleichsregelungen oder Nachweisen gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Ein gesondertes Verfahren des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im Hinblick auf einen Aufschlag nach Tenorziffer 15.1 S. 3 erfolgt nicht. Vielmehr haben Netzbetreiber und betroffene Netznutzer die Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle über besondere Ausgleichsregelungen nach dem EnFG bei der Ermittlung eines Aufschlags nach Tenorziffer 15.1 S. 3 entsprechend zugrunde zu legen.

482 Tenorziffer 15.3 sieht vor, dass Differenzbeträge, die sich aufgrund der Jahresendabrechnung des Aufschlags für besondere Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 13 ff. StromNEV, also nach der insoweit alten Rechtslage, ergeben, im Rahmen des Aufschlags nach Tenorziffer 15.1 S. 3 berücksichtigt werden können. Damit bezieht sich der Regelung auf solche Beträge, die auf vor dem 01.01.2029 eingetretenen Sachverhalten beruhen, aber erst nach dem 01.01.2029 endgültig feststehen und damit abgerechnet werden können. Typischerweise sind dies Differenzen, die sich aufgrund von Plan-Ist Abgleichen ergeben.

483 Insbesondere Differenzbeträge, die sich nach der Festlegung BK8-24-001-A ergeben, stehen mitunter erst einige Jahre nach dem Wälzungsjahr fest, da ein Abgleich im jeweiligen Regulierungskonto des Netzbetreibers erfolgt (vgl. Tenorziffer 10 der Festlegung BK8-24-001-A). Die Prüfung des Regulierungskontos erfolgt bisher gemäß § 5 ARegV, aber auch in Zukunft gemäß Tenorziffer 14 der Festlegung RAMEN Strom, mit einem mehrjährigen Verzug.

484 Die Regelung entspricht dem Sinn und Zweck des Aufschlags, eine verlässliche, bundesweite Verteilung bestimmter (Netz-)Kosten zu gewährleisten. Da der Aufschlag nach Tenorziffer 15.1 S. 3 an die alte Rechtslage bzw. den Aufschlag nach § 19 Abs. 2 S. 13 ff. StromNEV anknüpft und im Wesentlichen fortführt, ist die Berücksichtigungsmöglichkeit von nachträglichen Differenzbeträgen sachgerecht und konsequent.

485 Tenorziffern 15.5 und 15.6 treffen nähere Regelungen zu den Mitteilungs- und Übermittlungspflichten, die insbesondere zur Abwicklung des Aufschlags erforderlich sind. Sinn und Zweck der Mitteilungspflichten sind neben der Sicherstellung einer reibungslosen Abwicklung auch die Vereinheitlichung mit den gesetzlichen Umlageregelungen, um auch an dieser Stelle dem Ziel der Entbürokratisierung gerecht zu werden. Dies erfordert einen größtmöglichen Gleichlauf der Mitteilungspflichten, die für die Abwicklung der gesetzlichen Umlagen auf der einen und die für die Abwicklung des Aufschlags nach Tenorziffer 15.1 auf der anderen Seite gelten.

486 Die für die Abwicklung eines Aufschlags nach Tenorziffer 15.1 erforderlichen Angaben umfassen zum Beispiel (i) die Kosten nach Tenorziffer 17.1, 17.2 und 17.3 sowie weitere Kosten, die sich aus Festlegungen ergeben, die auf Grundlage von § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 i EnWG erlassen wurden, (ii) die aufschlagpflichtigen Netzentnahmen und der jeweils anzuwendende Aufschlagssatz, (iii) die Endabrechnungen für den Aufschlag für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr und (iv) die Summe der prognostizierten Netzentnahmen aus ihrem Netz. Viele dieser Angaben dürften bereits im Rahmen der Pflichten nach § 50 EnFG für die gesetzlichen Umlagen übermittelt werden, sodass allenfalls nur ein kleiner Mehraufwand für die beteiligten Akteure entsteht. Für die Mitteilungspflichten der Netznutzer findet der Katalog des § 52 EnFG 2025 entsprechende Anwendung. Hierdurch ist eindeutig bestimmt, welche Verstöße gegen die Mitteilungspflichten die Rechtsfolgen des § 53 EnFG 2025, der nach Tenorziffer 15.5 Satz 2 ebenfalls entsprechende Anwendung findet, auslösen.

20. Dokumentation (Tenorziffer 16)

488 Tenorziffer 16 regelt die bislang in § 28 StromNEV und § 28 ARegV enthaltenen Datenmelde- und Berichtspflichten zur Netzentgeltbildung zum 1. Januar. Diese Dokumentation ist inhaltlich von der Dokumentation des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4.2 RAMEN Strom) abzugrenzen, die dieser flankiert von dem Erhebungsbogen zur Anpassung der Erlösobergrenze einreicht. Der Entgeltbericht und die Erläuterung der EOG-Anpassung können aber in einem Dokument mit entsprechender Gliederung zusammengefasst werden.

489 Sinn und Zweck der Regelung zu Dokumentationspflichten ist die Transparenz der netzbetreiberindividuellen Netzentgeltbildung vor dem Hintergrund behördlicher Überprüfungen (etwa im Rahmen der Missbrauchsaufsicht und der Regulierungskontrollprüfung). Dies dient der effizienten behördlichen Kontrolle. Die allgemeine Regelung in Tenorziffer 16 kann flankiert werden durch spezifische Regelungen zur jährlichen Dokumentation in den jeweiligen materiellen Regelungen der Netzentgeltsystematik. In geübter Praxis stellt die Regulierungsbehörde auch zur jährlichen Verprobung einen Erhebungsbogen zur Verfügung, der die Berichtspflichten flankiert und zum inhaltlichen Verständnis des Netzentgeltberichts erforderlich ist.

490 Satz 1 der Regelung hat die „zur Überprüfung der Netzentgelte notwendigen Daten“ zum Gegenstand. Dies wird mittels eines Erhebungsbogens sichergestellt, der in der Praxis von der Regulierungsbehörde zwecks einheitlicher Struktur der Datenmeldung zur Verfügung gestellt wird.

491 Satz 2 bestimmt, dass dieser Datenmeldung ein Bericht beizufügen ist. Nähere Bestimmungen hierzu treffen die nachfolgenden Sätze 3 und 4. Die Beschlusskammer behält sich die weitere Ausgestaltung der Berichtspflichten in Konkretisierung dieser Regelung vor, sei es über Hinweise zur jährlichen Entgeltbildung oder bei Bedarf durch gesonderte Festlegung.

492 Bislang war der Entgeltbericht in vielen Fällen nur bedingt aussagekräftig. Dies lag womöglich in dem Umstand begründet, dass die bisherige Vorschrift des § 28 StromNEV einen Schwerpunkt auf die Entwicklung bestimmter Kostenpositionen legte, was aber in der Anreizregulierung im Kontext der Entgeltanpassung regelmäßig einem Fremdkörper gleichkam. Erforderlich ist vielmehr, dass der Netzbetreiber seine durch die Befüllung des Erhebungsbogens dokumentierte Entgeltbildung verständlich darstellt. Ein sachkundiger

Dritter soll gemäß Satz 4 in die Lage versetzt werden, ohne weitere Informationen die Ermittlung der Netzentgelte vollständig nachzuvollziehen. Dies betrifft die Kostenstellenrechnung, Kostenträgerrechnung, Kostenwälzung und die konkrete Netzentgeltbildung für jede Netz- und Umspannebene. Dabei ist auch auf wesentliche Änderungen im Vergleich zum Vorjahr, die dokumentierten Schlüssel (Tenorziffer 3) sowie sonstige individuelle Aspekte einzugehen.

22. Übergangsvorschriften (Tenorziffer 17)

22.1. Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV (Tenorziffer 17.1. bis 17.3.)

⁴⁹³ Die Ziffern 17.1. bis 17.3. beinhalten Übergangsregeln für die in § 19 Abs. 2 StromNEV geregelten Sondernetzentgelte. Ziffern 17.1. und 17.2. ermöglichen für (bestimmte) Bestandsanlagen eine Gebrauchmachung von den Sondernetzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 und S. 2 - 4 StromNEV über das Außerkrafttreten der StromNEV hinaus bis zum 31.12.2031. Beide Sondernetzentgelte führen aus Sicht der Beschlusskammer zwar zu Fehlanreizen und können energiewirtschaftlich negative Auswirkungen haben, weshalb ihr langfristiges Fortbestehen nicht mit den materiellen Vorgaben des Energierechtsrahmens vereinbar wäre. Die befristete Verlängerung für bestimmte Unternehmen ist jedoch angesichts der mitunter enormen wirtschaftlichen Bedeutung der daraus bis dato resultierenden Netzentgeltreduzierung für stromintensive Letztverbraucher zulässig, um eine Versorgung mit Elektrizität sicherzustellen.

⁴⁹⁴ Nach Ziffer 17.1. Satz 1 bleibt die sog. Atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV bis zum 31.12.2031 für Letztverbraucher anwendbar, die zum 31.12.2028 über eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung im Sinne dieser Regelung verfügen, in den Jahren 2026 bis 2028 mindestens einmal die Voraussetzungen für einen Entgeltrabatt erfüllt haben und deren Bezug an der Entnahmestelle, für die die Vereinbarung gilt, im Durchschnitt der Jahre 2024 bis 2028 über 10 Gigawattstunden pro Jahr liegt. Der Tatbestand des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV wird somit über das Außerkrafttreten der StromNEV hinaus für bestimmte Letztverbraucher verlängert, namentlich für Bestandskunden (die bereits während des Geltungszeitraums der StromNEV für die betroffene Entnahmestelle über eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung verfügten) mit einer durchschnittlichen Abnahme von über 10 Gigawattstunden. Die Verbrauchsschwelle von 10 Gigawattstunden kennzeichnet aus Sicht der Beschlusskammer die Gruppe besonders betroffener Bestandskunden. Während eine Vielzahl der mehreren Tausend Letztverbraucher, die von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV profitieren, dessen Voraussetzungen eher zufällig erfüllen, handelt es sich bei dieser Gruppe um industrielle Abnehmer, die in der Regel bereits Investitionen vornehmen mussten, um die Anforderungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV erfüllen zu können und deren Elektrizitätsversorgungskosten durch einen kurzfristigen ersatzlosen Wegfall der Netzentgeltreduzierung eklatant ansteigen würden. Der prozentuale Rabatt

auf das nach der Tenorziffern 8.4 bis 8.5 ermittelte Verbrauchsentgelt entspricht dabei nach Satz 2 für die Jahre 2029 bis 2031 dem prozentualen Rabatt auf das allgemeine Netzentgelt, den der Letztverbraucher aufgrund von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV im Durchschnitt der Jahre 2024 bis 2027 erreicht hat. Rechtsfolgende wird der durchschnittliche prozentuale Rabatt aus den Vorjahren demnach für den Zeitraum der Verlängerung eingefroren. Hintergrund ist die Ermittlungspraxis des individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV i.V.m. der Festlegung BK4-13-739, die auf die Leistungsbepreisung im Sinne der StromNEV-Systematik abstellt. Nach Tenorziffer 2 lit. f) wird bei der Ermittlung des individuellen Netzentgelts der Leistungspreis aus dem Preisblatt des Netzbetreibers mit dem höchsten Leistungswert aus allen Hochlastzeitfenstern multipliziert. Die Leistungsbepreisung für Verbrauch erfolgt in der AgNes-Systematik über den Kapazitätspreis auf die Bestellkapazität nach Tenorziffer 8.4 und durch den AP2 nach Tenorziffer 8.5. Beim Ansatz eines Leistungspreises auf den höchsten Leistungswert in einem Hochlastzeitfenster würden die Adressaten keine signifikante Entgeltreduzierung erreichen bzw. in den meisten Fällen sogar schlechter gestellt werden, als durch das allgemeine Netzentgelt. Das Einfrieren des Durchschnittsrabatts der Vorjahre unter der Voraussetzung, dass der Tatbestand des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV weiter erfüllt wird, schafft einen angemessenen Ausgleich zur Schaffung des Übergangs bei gleichzeitiger Sicherstellung einer Gegenleistung für die Netzentgeltreduzierung.

495 Nach Tenorziffer 17.1. Satz 3 können Pumpspeicherkraftwerke mit dem Außerkrafttreten der StromNEV ungeachtet ihres jährlichen Verbrauchs nicht mehr von der von der atypischen Netznutzung profitieren. Dies ist auf den Umstand zurückzuführen, dass auf die Abnahme dieser Anlagen in der Systematik der vorliegenden Festlegung – anders als noch nach der StromNEV – nicht das allgemeine Netzentgelt entfällt, sondern das Sondernetzentgelt für netzgekoppelte Stromspeicher nach Tenorziffer 10.1. Ihre Netzentgeltbelastung ist damit deutlich niedriger als diejenige von Letztverbrauchern. Eine zusätzliche Reduzierung des fixen Kapazitätspreises aufgrund der atypischen Netznutzung wäre unbillig und würde den Finanzierungsbeitrag dieser Anlagen zu den Netzkosten nahezu aufheben.

496 Analog zu Tenorziffer 17.1. beinhaltet Tenorziffer 17.2. Satz 1 eine Verlängerung der sog. Bandlastregelung nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV für Bestandsanlagen für den

Zeitraum von 2029 bis 2031. Auch insofern sieht die Beschlusskammer eine Beendigung der Privilegierung aus energiewirtschaftlichen Gründen als notwendig an. Die befristete Verlängerung dient dem Zweck, den bis zum Auslaufen der StromNEV von der Bandlastregelung profitierenden Unternehmen einen hinreichenden Übergangszeitraum zu bieten, um sich auf die AgNes-Systematik und den Wegfall der Netzentgeltreduzierung für ein starres Abnahmeverhalten sowie die Anforderungen eines separat festzulegenden Sondernetzentgelts zum Anreiz flexiblerer industrieller Abnahme einzustellen. Deshalb adressiert auch Tenorziffer 17.2. ausschließlich Bestandsanlagen, die bereits während des Geltungszeitraums der StromNEV über eine wirksame individuelle Netzentgeltvereinbarung verfügen und in den Jahren 2026 bis 2028 mindestens einmal die Voraussetzungen für einen Entgeltrabatt erfüllt haben. Dabei handelt es sich um ca. 600 Betriebe, mit besonders hohen Elektrizitätsverbräuchen (i.d.R. deutlich) über 10 Gigawattstunden, für die der kurzfristige Wegfall der Norm eine erhebliche wirtschaftliche Belastung herbeiführen würde.

497 Tenorziffer 17.3. inkorporiert den Regelungsgehalt der Verfahrensregeln nach § 19 Abs. 2 S. 5 - 12 StromNEV für die Fälle der Ziffern 17.1 Satz 1 und 17.2.

22.2. Endgültige Investitionsentscheidung

498 Die Tenorziffern 17.4 bis 17.7 beinhalten Übergangsvorschriften für Netznutzertypen, die aufgrund unterschiedlicher gesetzlicher Regelungen im bisherigen Rechtsrahmen von den Netznutzungsentgelten befreit sind. Konkret handelt es sich um Erzeugungsanlagen, Stromspeicheranlagen und Elektrolyseure. Für alle diese Netznutzer sieht die vorliegende Festlegung eine Beteiligung an der Netzkostenfinanzierung durch entsprechende Finanzierungsentgelte vor. Durch die Tenorziffern 17.4 bis 17.7 wird geregelt, ob bzw. in welchen Fällen ein verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz gesehen wird, der eine Finanzierungsbeteiligung ausschließt. Maßgeblich für das Bestehen von Vertrauensschutz ist aus Sicht der Beschlusskammer die endgültige Investitionsentscheidung. Nur wenn diese Entscheidung zu einem Zeitpunkt getroffen wird, bei dem mit dem Ausbleiben der Entgeltpflicht ernstlich gerechnet werden kann, entsteht eine (unechte) Rückwirkung, die den Maßstäben des Vertrauensschutzes standhalten muss.

499 Eine endgültige Investitionsentscheidung kann nur vorliegen, wenn der (künftige) Betreiber die Planungsphase verlassen und tatsächlich das konkrete Projekt initiiert hat.

Dies ist nach Tenorziffer 2.1 der Fall, wenn verbindliche Bestellungen von Komponenten, die mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und sich von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden gelöst werden kann. Die Beschlusskammer knüpft die endgültige Investitionsentscheidung damit an drei kumulativ zu erfüllende Voraussetzungen. Zunächst muss eine verbindliche Bestellung in Höhe von mindestens 50% des Investitionsvolumens erfolgt sein. Dies bezieht sich auf die Anschaffungs- oder Herstellungskosten für die Anlagenkomponenten, bezüglich derer in entsprechender Höhe eine vertragliche Bindung entstanden sein muss. Denn ein schützenswertes Vertrauen erwächst nicht schon im Zuge von Planungen, unverbindlichen Verhandlungen oder Reservierungen von Anlagenkomponenten, weil insofern keine Rechte oder Rechtsgüter erwachsen, die aus dem Wegfall der Entgeltbefreiung einen Eingriff zu erfahren vermögen. Dies geschieht vielmehr erst, wenn im Vertrauen auf den Rechtszustand Vermögensdispositionen vorgenommen werden. Das Vermögen ist ein Schutzgut, das vom Grundrechtsschutz nach Art. 14 GG umfasst ist und durch eine Veränderung der Investitionsbedingungen Eingriffe erfahren kann.

500 Weiterhin darf eine Lösung vom Vertrag nicht ohne wesentliche Vermögensschäden erfolgen können. Hierunter sind insbesondere vereinbarte Vertragsstrafen zu sehen. Auch drohende Folgeschäden können umfasst sein, wenn sie belegbar sind. Die Wesentlichkeit eines Vermögensschadens ergibt sich dabei in Relation zum Investitionsvolumen. Dem (künftigen) Betreiber sollte ein hinreichender Anreiz gegeben sein, am Vertrag festzuhalten. Aus Sicht der Beschlusskammer kann dies jedenfalls dann angenommen werden, wenn die drohenden Vermögensschäden im Falle einer Lösung vom Vertrag mindestens 25% des Investitionsvolumens ausmachen.

501 Sobald der (künftige) Betreiber im Hinblick auf eine neu zu errichtende Anlage die Voraussetzungen der Tenorziffer 2.1 erfüllt hat, ist die endgültige Investitionsentscheidung getroffen. Es besteht ein Vertrauensschutz. Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, dieses Vertrauen höher zu gewichten als die – durchaus gewichtigen – Gründe für eine Finanzierungsbeteiligung der betroffenen Anlagentypen an den Netzkosten (Hierzu Ziffern 22.3 bis 22.5).

502 Anlagenbetreiber, die eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen haben von der für sie eine Entgeltbefreiung abhängt, müssen diesen Umstand in geeigneter Weise bis

zum 31.03.2027 dem zuständigen Netzbetreiber nachweisen, vgl. Tenorziffern 17.4 Satz 6, 17.5 Satz 3, 17.6, Satz 3, 17.7 Satz 2.

22.3. Übergangsvorschriften für Erzeugungsanlagen

503 Tenorziffer 17.4. beinhaltet eine Übergangsvorschrift im Hinblick auf die Zahlungspflicht für Einspeiseentgelte gemäß Tenorziffer 9 von Erzeugungsanlagen. Nach Tenorziffer 17.4. Satz 1 gilt für Erzeugungsanlagen, die vor der Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027 gemäß Tenorziffer 20) bereits in Betrieb genommen worden sind, oder für die vor der Bekanntgabe dieser Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde und deren Inbetriebnahme bis spätestens zum 4. August 2029 erfolgt, dass nicht zum 01.01.2029 gemäß Tenorziffer 1.2 die Einspeiseentgelte zu entrichten sind. Für diese Anlagen gilt vielmehr, dass eine Zahlungspflicht nach der Tenorziffer 9 erst nach Ablauf von 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme entsteht.

504 Als Inbetriebnahme im Sinne dieser Übergangsregelung gilt nach Tenorziffer 17.4 Satz 2 die nach dem jeweiligen energiewirtschaftlichen Fachrecht, in der für die Erzeugungsanlage maßgeblichen Fassung, vorgesehene Inbetriebnahme. Hierdurch soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass anlagenspezifisch verschiedene Inbetriebnahmezeitpunkte definiert werden. Allerdings wird der Inbetriebnahmebegriff des jeweiligen energiewirtschaftlich Fachrechtes an einzelnen Punkten für diese Übergangsvorschrift modifiziert. Zum einen zählt der Probetrieb im Sinne dieser Tenorziffer, unter Umständen abweichend zum jeweiligen Fachrecht, nicht als Inbetriebnahme. Ebenso wenig führt der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme zu einer Änderung des für diese Regelung maßgeblichen Zeitpunkts der Inbetriebnahme. Die Anlage befindet sich im Sinne dieser Tenorziffer im Probetrieb, soweit nach deren Errichtung eine zeitlich begrenzte Erprobungs- und Testphase erfolgt, die ausschließlich der erstmaligen, vollumfänglichen Überprüfung der Funktionalität und Leistungsfähigkeit dient. Hintergrund dieser Modifikation ist, dass etwaige Inbetriebnahmezeitpunkte nach dem jeweiligen Fachrecht bei der Bestimmung des Zeitpunktes für die Anwendung der Übergangsregelung nicht zu einer erheblichen Besser- oder Schlechterstellung führen sollen.

505 Der Stichtag, bis zu dem die Übergangsregelung greift, ist der 04. August 2029. Hintergrund hiervon ist, dass nach diesem Datum zu erwarten ist, dass Anlagenbetreiber bereits bei der Planung der Inbetriebnahme und Kalkulierung der Investitionsentscheidung seit Bekanntgabe dieser Festlegung ausreichend Zeit hatten, die Auswirkungen der Zahlungspflicht aus Einspeiseentgelten vornehmen zu können. Mit dem Datum 04. August 2029 orientiert sich die Beschlusskammer an den Übergangsregelungen zu Netzentgeltbefreiung für Speicher gemäß § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG in der Fassung vom 29.03.2026 BGBl. 2026 I Nr. 84. Auch dort ist eine weitere Übergangsregelung nach dem Ablauf den 03. August 2029 nicht mehr vorgesehen. Um vorliegend eine Gleichbehandlung bei der Frage der Einspeisevergütung zu erreichen, gilt für die erstmalige, endgültige Inbetriebnahme bei Bestandsanlagen vorliegend der einheitliche Stichtag.

506 Die Befreiung von den Einspeiseentgelten gemäß Tenorziffer 9 wird vorliegend auf 20 Jahre ab der erstmaligen, endgültigen Inbetriebnahme festgesetzt. Dieser Zeitraum folgt damit zum einen dem bewährten Befreiungsrahmen des § 118 Abs. 6 EnWG und stellt zugleich sicher, dass eine vertretbare und angemessene Beteiligung von Bestandsanlagen zur Finanzierung der Einspeiseentgelte gelingt, ohne, dass Bestandsanlagen übermäßig belastet werden. Hierbei wird sich ebenfalls an dem typischen Förderregimen, etwa nach § 25 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 orientiert, die ebenfalls im Regelfall 20 Jahre umfassen. Im Anschluss an diese Förderregime wird der Strom am Markt vermarktet, im Regelfall ohne dass eine weitere Förderung greift. Auch für diese Fälle muss der Anlagenbetreiber seine Investitionsentscheidung kalkulieren. Eine hierüber hinausgehende Übergangsvorschrift bei der Zahlung von Einspeiseentgelten würde insoweit eine deutlich weitergehende Schutzwirkung entfalten, als es die herkömmlichen Förderregime ermöglichen. Sie wäre darüber hinaus auch erheblich stärker geschützt, als Neuanlagen, die ohne diese Übergangsregelung unmittelbar die Einspeiseentgelte entrichten müssen. Dies wäre vor dem Hintergrund des Gleichbehandlungsgrundsatzes nicht zielführend, sodass nach Ablauf von 20 Jahren ab der definierten Inbetriebnahme eine Zahlungspflicht auch für Bestandsanlagen besteht.

507 Für die Definition des Vorliegens einer endgültigen Investitionsentscheidung ist auf Tenorziffer 2.1 zu verweisen, für die Begründung wird auf Nummer 22.2 verwiesen.

508 Tenorziffer 17.4. Satz 3 konkretisiert den Zeitpunkt der endgültigen Investitionsentscheidung, in den Fällen, in denen eine Förderung der Bestandsanlage über eine staatlich administrierte Ausschreibung erfolgt, die bei einem bezuschlagten Gebot eine Realisierungspflicht beinhaltet, die durch Pönalen abgesichert ist, etwa nach den Vorgaben des EEG, KWKG oder StomVKG. Unter diese Regelung fallen auch solche Ausschreibungen, deren Realisierung nicht durch Pönalen, sondern durch Projektsicherungsbeiträge abgesichert sind. Nach Auffassung der Beschlusskammer stellt die verbindliche Abgabe des Gebotes die endgültige Investitionsentscheidung dar. In diesen öffentlichen Austreibungen sind die Gebotsabgaben verbindlich und die dortigen Eingaben sind für die langfristige Planung der Kosten für die Einsatzzeit der Anlage der maßgebliche Faktor. Damit stellt die Gebotsabgabe das relevante Ereignis für die Anwendung der Übergangsvorschrift dar. Satz 4 stellt daneben klar, dass eine längere Realisierungsfrist innerhalb der Ausschreibung, die den Stichtag des 04.08.2029 überschreitet, für die Bestimmung der Anwendung der Übergangsvorschriften nach Satz 1 unschädlich sind. Dies bedeutet, dass für die Anwendung der Übergangsvorschriften eine verbindliche Gebotsabgabe bis zum 04. August 2029 maßgeblich ist, eine Realisierung, also eine erstmalige, endgültige Inbetriebnahme allerdings in diesen Fällen nicht vor diesem Datum erfolgen muss. Dies ist nach Satz 5 dann der Fall, wenn bei der Ausschreibung kein Inbetriebnahmedatum vorgegeben ist oder die maßgebliche Anlage nicht an einer Ausschreibung teilgenommen hat.

509 Von den Realisierungsfristen sind auch etwaige Nachfristen umfasst. Dies betrifft insbesondere Ausschreibungen nach dem StromVKG, wonach es in Einzelfällen längere Realisierungsnachfristen geben kann. Diese sind dann maßgeblich.

510 Die Ausweitung der Übergangsvorschrift nach Tenorziffer 17.4 Satz 4 ist vorliegend notwendig. Hierdurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass in den Fällen der Gebotsabgabe teilweise lange Realisierungsfristen vorgegeben sind, die mehrere Jahre laufen. Wenn allerdings das Gebotsverfahren und die Inbetriebnahme, wie in Satz 1, vollständig vor dem Ablauf den 04. August 2029 abgeschlossen sein müssen, sind diejenigen Anlagenbetreiber benachteiligt, deren bindende Gebotsverfahren zwar vor Bekanntmachung der Festlegung (geplant für den 01.01.2027) erfolgte, die allerdings aufgrund der zeitlichen Restriktionen und den notwendigen Errichtungszeiten keine Möglichkeit haben, die Inbetriebnahme vor dem Stichtag nach Satz 1 zu erreichen. Diese

würden dann ohne die Übergangsregelungen zur Zahlung der Einspeiseentgelte verpflichtet, obwohl auch deren maßgebliche Investitionsentscheidung vor Bekanntmachung der Festlegung liegen. Im Sinne der Gleichbehandlung mit anderen Bestandsanlagen muss auch vorliegend die Wirkung der endgültigen Investitionsentscheidung maßgeblich sein, da sich hierdurch überhaupt erst eine Schutzbedürftigkeit der Anlagenbetreiber für die Anwendung der Übergangsregelung begründen lässt.

511 Die Beschlusskammer sieht die Voraussetzungen für die Gewährung eines verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes jedenfalls bis zur Bekanntmachung dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) als erfüllt an. Mit den vorliegenden Übergangsregelungen werden für Bestandsanlagen die unionsrechtlichen und verfassungsrechtlichen Vorgaben zum Vertrauensschutz maßvoll umgesetzt. Der Vertrauensschutz ist Ausprägung der Rechtssicherheit als maßgebliches Element des Rechtsstaatsprinzips nach Art 20 Abs. 3 GG. Die Rechtssicherheit gebietet, dass der Betroffene nicht durch die rückwirkende Beseitigung erworbener Rechte über die Verlässlichkeit des Gesetzes getäuscht wird.⁴⁹ Mit dieser Festlegung werden abweichend von der bisherigen Praxis des § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV Einspeiseentgelte für Erzeugungsanlagen eingeführt. Die Gesetzesänderung greift bei Bestandsanlagen in die finanzielle Betriebsausführung der Anlage ein, sodass ein Fall der unechten Rückwirkung vorliegt.

512 Hierbei genießt die allgemeine Erwartung, das geltende Recht werde auch in Zukunft unverändert bleiben, allerdings keinen besonderen verfassungsrechtlichen Schutz.⁵⁰ Auf einem Rechtsgebiet mit bewegter Entwicklung, wie dem Energierecht, kann der Einzelne nur eingeschränkt mit dem unveränderten Fortbestehen einer ihm günstigen Rechtslage rechnen, solange nicht besondere Umstände Anlass geben, gleichwohl anzunehmen, dass sich die Rechtslage vor Genehmigungserteilung nicht ändern wird.⁵¹ Etwaige zukünftige Gewinninteressen können daher dann keinen verfassungsrechtlichen Vertrauenstatbestand darstellen, wenn sie nicht die Wirtschaftlichkeit der Anlage

⁴⁹ Burghart in: Leibholz/Rinck/Mellinghoff, GG, 96. Lieferung, 10/2025, Art. 20 GG, Rn. 1566; BVerfGE 24, 98; 45, 167.

⁵⁰ BVerfGE 132, 302, 319 f. Rn. 45 m.w.N.

⁵¹ BVerfG, Beschl. v. 12.02.2019, - 1 BvR 2914/17 -, Rn. 29.

insgesamt unverhältnismäßig belasten. Eine wirtschaftliche Überlastung ist – wie bereits dargestellt – nicht gegeben.

513 Für Bestandsanlagen wurde jedoch mit der Aussetzung der Zahlungsfrist für die ersten 20 Jahre ab der Inbetriebnahme der Aspekt der verhältnismäßigen Auswirkungen der Einführung der Einspeiseentgelte ausreichend gewahrt. Hierbei wurde der Umstand berücksichtigt, dass je stärker die Investitionssignale durch die Einführung eines Einspeiseentgeltes gefährdet sein können, desto größer der Schutz des Betreibers in das Vertrauen auf das Weiterbestehen der bisherigen Rechtsordnung ist. Diese verstärkten Investitionssignale gelten im Speziellen für Anlagen, die sich ab der Inbetriebnahme einem Förderregime und der damit einhergehenden Pflicht zur Inbetriebnahme unterwerfen.⁵² Aber auch für andere Bestandsanlagen gilt ein besonderer Schutz für die ersten Betriebsjahre. Vor dem Hintergrund werden die Übergangsvorschriften für alle Bestandsanlagen angewendet, die im Rahmen des Stichtages der Tenorziffer 17.4. die dort maßgeblichen Entscheidungen getroffen haben. Durch diese zeitlich umfassende Übergangsvorschrift wird auch für Anlagen, die in einer gewissen Weise auf den Fortbestand der Rechtsordnung ohne Zahlungspflicht von Einspeiseentgelten vertrauen durften, in angemessener Form Rechnung getragen.

514 Nach Ablauf von 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der erstmaligen, endgültigen Inbetriebnahme ist auch der Betreiber der Bestandsanlagen zur Zahlung der Einspeiseentgelte nach Tenorziffer 9 im vollen Umfang verpflichtet. Dies ist vorliegend auch geboten. Eine Reduzierung des Einspeiseentgeltes würde der Zielrichtung der Regelung auch im Hinblick auf die Gleichbehandlung mit Neuanlagen verfehlen. Denn die Bestandsanlagen nutzen das Netz ebenso wie die Neuanlagen, eine Differenzierung in der Höhe der Zahlungspflicht kann daher, nach Ablauf des Übergangszeitraums nicht begründet werden.

515 Die Beschlusskammer sieht die Voraussetzungen für eine Gewährung von verfassungsrechtlichem Vertrauensschutz für solche Anlagen, die nicht unter die Übergangsregelung der Tenorziffer 17.4. fallen, als nicht erfüllt an. Diese Anlagen haben aufgrund der fehlenden Voraussetzungen zur Erreichung der endgültigen Investitionsentscheidung zum Zeitpunkt der Bekanntmachung dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) keine Investition vorgenommen, die im Sinne des

⁵² Vgl. BVerfG, Beschl. v. 20.09.2016, - 1 BvR 1299/15 -, Rn. 25.

verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes zu schützen ist. Insoweit gilt für die allgemeine Erwartung, das geltende Recht werde auch in Zukunft unverändert bleiben, kein besonderer verfassungsrechtlicher Schutz.⁵³

22.4. Übergangsvorschriften für Speicheranlagen

⁵¹⁶ Tenorziffer 17.5 regelt Übergangsvorschriften für Stromspeicheranlagen, die gemäß § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG von den Netzentgelten befreit sind oder hinsichtlich derer bis zur Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) eine endgültige Investitionsentscheidung (FID) im Sinne der Tenorziffer 2 Nr. 1 getroffen wurde und für die eine Inbetriebnahme bis zum 04.08.2029 vorgesehen ist. Die Einbeziehung solcher Anlagen, die bereits zum heutigen Zeitpunkt von den Netzentgelten befreit sind, erfolgt dabei deklaratorisch dahingehend, dass diese Vollbefreiung in dem gesetzlichen Rahmen fortgeführt wird.

⁵¹⁷ Die Beschlusskammer sieht die Voraussetzungen für die Gewährung eines verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes jedenfalls im Falle einer endgültigen Investitionsentscheidung bis zur Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) als erfüllt an. In Abwägung der Bestandsschutzinteressen mit dem Vollziehungsinteresse, überwiegt das Interesse an dem Bestand der Regelung des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG in der unter Tenorziffer 17.5 Satz 1 getroffenen Form. Betreiber von Stromspeicheranlagen haben im Vertrauen auf die im Energiewirtschaftsgesetz geregelte Vollbefreiung Investitionen getätigt oder gewichtige Schritte zur Realisierung eines Projekts in die Wege geleitet. Ein Ablehnen des Vertrauensschutzes für die in Tenorziffer 17.7 genannten Anlagen würde zu unbilligen Härten führen, die den Zubau von Elektrolyseuren in Deutschland massiv gefährden würde. Die Gewährung von Vertrauensschutz muss mit den Vollziehungsinteressen der Beschlusskammer abgewogen werden. Ziel der Neuregelung der Entgelte für Speicheranlagen ist es, eine kostenreflexivere Finanzierungsbeteiligung zu erreichen. Um eine entsprechende Umverteilung zu erreichen, darf der Kreis derer, die Vertrauensschutz erhalten, nicht über Gebühr groß sein. Eine über das erforderliche Maß hinausgehende Gewährung von Vertrauensschutz würde stets zulasten der übrigen Entgeltpflichtigen gehen, die im Rahmen die gleichbleibenden Netzkosten refinanzieren müssen.

⁵³ BVerfGE 132, 302, 319 f. Rn. 45 m.w.N.

518 Die Beschlusskammer sieht die Voraussetzungen für eine Gewährung von verfassungsrechtlichem Vertrauensschutz für solche Anlagen, die eine endgültige Investitionsentscheidung erst nach der Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) treffen und / oder bis zum Ablaufen der gesetzlichen Frist aus § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG in Betrieb gehen, als nicht erfüllt an. Anlagen, welche zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Festlegung noch keine finale Investitionsentscheidung im Sinne der Tenorziffer 2 Nr. 1 getroffen haben, unterliegen ab dem 01.01.2029 dem Entgeltsystem nach Tenorziffer 10, auch wenn die gesetzliche Frist zur Inbetriebnahme des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG zum 04.08.2029 erreicht werden würde. Diese Anlagen haben aufgrund der fehlenden Voraussetzungen zur Erreichung der endgültigen Investitionsentscheidung zum Zeitpunkt der Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) keine Investition vorgenommen, die im Sinne des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes zu schützen ist.

22.5. Übergangsvorschriften für Elektrolyseure

519 Tenorziffer 17.7 regelt Übergangsvorschriften für solche Elektrolyseure, die gemäß § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG von den Netzentgelten befreit sind oder bis zur Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) eine endgültige Investitionsentscheidung (FID) im Sinne der Tenorziffer 2 Nr. 1 getroffen haben und planen, bis zum 04.08.2029 in Betrieb zu gehen. Die Einbeziehung solcher Anlagen, die bereits zum heutigen Zeitpunkt von den Netzentgelten befreit sind, erfolgt dabei deklaratorisch dahingehend, dass diese Vollbefreiung in dem gesetzlichen Rahmen fortgeführt wird.

520 Die Beschlusskammer sieht die Voraussetzungen für die Gewährung eines verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes jedenfalls bis zur Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) als erfüllt an. In Abwägung der Bestandsschutzinteressen mit dem Vollziehungsinteresse, überwiegt das Interesse an dem Bestand der Regelung des § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG in der unter Tenorziffer 17.7 getroffenen Form. Betreiber von Elektrolyseuren haben in Vertrauen auf die im Energiewirtschaftsgesetz geregelte Vollbefreiung Investitionen getätigt oder gewichtige Planungen zur Realisierung eines Projekts in die Wege geleitet. Ein Ablehnen des Vertrauensschutzes für die in Tenorziffer 17.7 genannten Anlagen würde zu unbilligen Härten führen, die den Zubau von Elektrolyseuren in Deutschland massiv gefährden würde. Die Gewährung von Vertrauensschutz muss mit den Vollziehungsinteressen der

Beschlusskammer abgewogen werden. Ziel der Neuregelung der Entgelte für Speicheranlagen ist es, eine kostenreflexivere Finanzierungsbeteiligung zu erreichen. Um eine entsprechende Umverteilung zu erreichen, darf der Kreis derer, die Vertrauensschutz erhalten, nicht über Gebühr groß sein. Eine über das erforderliche Maß hinausgehende Gewährung von Vertrauensschutz würde stets zulasten der übrigen Entgeltpflichtigen gehen, die im Rahmen die gleichbleibenden Netzkosten refinanzieren müssen.

521 Die Beschlusskammer sieht die Voraussetzungen für eine Gewährung von verfassungsrechtlichem Vertrauensschutz für solche Anlagen, die eine endgültige Investitionsentscheidung erst nach Bekanntgabe dieser Festlegung (geplant für den 01.01.2027) treffen und / oder bis zum Ablauf der gesetzlichen Frist aus § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG in Betrieb gehen, als nicht erfüllt an. Anlagen, welche zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Festlegung (geplant für den 01.01.2027) noch keine finale Investitionsentscheidung im Sinne der Tenorziffer 2 Nr. 1 getroffen haben, unterliegen ab dem 01.01.2029 dem Entgeltsystem nach Tenorziffer 11, auch wenn die gesetzliche Frist zur Inbetriebnahme des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG zum 04.08.2029 erreicht werden würde. Diese Anlagen haben aufgrund der fehlenden Voraussetzungen zur Erreichung der endgültigen Investitionsentscheidung zum Zeitpunkt der Bekanntgabe dieser Festlegung keine Investition vorgenommen, die im Sinne des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes zu schützen ist.

22.6. Übergangsvorschriften zur Identifikation von Entnahmestellen von Prosumern

522 Tenorziffer 17.8 regelt, bis wann Betreiber von Niederspannungsnetzen erstmalig die Entnahmestellen von Prosumern in ihrem Netz zu identifizieren und an den zuständigen Lieferanten zu melden haben. Die Identifikation und Meldung bis zum 01.04.2028 soll sicherstellen, dass Lieferanten der nach Tenorziffer 8.3 geforderten Ausweisung der Prosumereigenschaft auf der Stromrechnung nachkommen können. Die Meldung hat über die bereits etablierten Wege der Marktkommunikation zu erfolgen. Bezüglich der Einordnung der Regelungen zur genauen Identifikation von Entnahmestellen von Prosumern in Satz 2 wird auf entsprechende Ausführungen in Ziffer 12.2 verwiesen.

23. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 18)

523 Tenorziffer 18 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Diese Verfahrensvorschriften berühren gemäß § 54 Abs 3 S. 7 EnWG nicht das

Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

524 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelungen zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelungen zu verweisen. Die materielle Ausgestaltung des Systems der Anreizregulierung durch diese Festlegung kann unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensfragen zu den einzelnen Elementen der Anreizregulierung erfolgen.

525 Bezüglich der Einordnung der Regelungen als verfahrensrechtliche Regelungen wird auf die entsprechenden Ausführungen bei den jeweiligen Tenorziffern verwiesen.

24. Wirksamwerden der Festlegung (Tenorziffer 20)

526 Tenorziffer 20 betrifft das Wirksamwerden der Regelungen dieser Festlegung. Nach §§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG, 43 Abs. 1 S. 1 VwVfG entfaltet die Festlegung grundsätzlich mit ihrer (öffentlichen) Bekanntgabe ihre Wirksamkeit. Tenorziffer 20 Satz 1 stellt klar, dass die Festlegung einzelne materielle Wirkungen erst später entfaltet. Dies gilt insbesondere für die Regelungen zur Entgeltbildung nach Tenorziffern 8 bis 15, die nicht schon mit der Bekanntgabe anzuwenden sind. Mit Satz 2 wird der 01.01.2027 nach § 73 Abs. 1a S. 4 EnWG i.V.m. § 41 Abs. 4 S. 4 VwVfG als Datum der Bekanntgabe bestimmt. Dieses Datum kennzeichnet die äußere Wirksamkeit der Regelungen. In der Präsentation des Überlegungsstands zur vorliegenden Festlegung für die breite Öffentlichkeit am 27.05.2026 wurde das Wirksamwerden im Interesse einer besseren Verständlichkeit für juristische Laien als „Inkrafttreten“ bezeichnet. Das Datum 01.01.2027 ist insbesondere von Bedeutung für die Frage nach dem Bestehen von Vertrauensschutz aufgrund einer Investitionsentscheidung in bisher von Netzentgelten befreiten Anlagen in Tenorziffer 17.4 – 17.7 (vgl. Ziffern 22.2 ff. der Begründung). Die Bestimmung des Zeitpunkts der Bekanntgabe dient dabei der Rechtsklarheit.

III. Kosten (§ 91 EnWG)

527 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Absatz 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs.1 S.3 EnWG keine Gebühren erhoben.

IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

528 Da die Festlegung gegenüber der Gesamtheit der Netzbetreiber und gegenüber allen Anschlussnehmenden und Netznutzern Wirkung entfaltet, erweist sich eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung als einzig zweckmäßiger Ersatz der Zustellung der Entscheidung. 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). Als Datum der Bekanntgabe wird gem. §§ 73 Abs. 1a S. 4 EnWG, 44 Abs. 4 S. 4 VwVfG der 01.01.2027 bestimmt.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats 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

Beisitzerin

Beisitzerin

Klaus Müller

Barbie Kornelia Haller

Dr. Daniela Brönstrup

Berichterstatter

Beisitzer

Beisitzer

Achim Zerres

Karsten Bourwieg

Alexander Lüttke-Handjery