

Berlin, 18. September 2026

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

Stellungnahme

Festlegungsentwurf der allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes)

Verfahren zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für
die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes, GBK-25-01-1#3)

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

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

Inhalt

1	Allgemeine Anmerkungen	4
2	Zentrale Elemente für eine praxistaugliche Umsetzung	5
3	Anmerkungen zu den einzelnen Regelungsvorschlägen	8
3.1	Anwendungsbereich	8
3.2	Begriffsbestimmungen.....	8
3.3	Grundsätze der Kostenverteilung	11
3.4	Kostenstellen	11
3.5	Kostenwälzung	11
3.6	Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte	13
3.7	Jährlichkeitsprinzip.....	13
3.8	Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch.....	13
3.8.1	Schwerpunkt Grundpreis	13
3.8.2	Schwerpunkt Prosumer	14
3.8.3	Schwerpunkt Abgrenzung der Abrechnungsverfahren	16
3.8.4	Schwerpunkt Kapazitätsentgelt	17
3.8.5	Schwerpunkt Gesamtmodell	19
3.9	Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen	20
3.10	Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen	23
3.11	Finanzierungsentgelte für Elektrolyse	25
3.12	Entgelte mit Anreizfunktion	27
3.13	Sonderformen der Netznutzung	27
3.14	Verprobung.....	28
3.15	Aufschlag für besondere Netznutzung	28
3.16	Dokumentation	29
3.17	Übergangsvorschriften	29

3.18	Verfahrensvorschriften	37
3.19	Kostenentscheidung	37
3.20	Wirksamwerden der Festlegung	37
4	Verweisfehler	37

1 Allgemeine Anmerkungen

Im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes, GBK-25-01-1#3) hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (BNetzA) den Entwurf eines Festlegungsbeschlusses veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Der BDEW hat sich bereits im bisherigen Verfahren intensiv mit Vorschlägen und Analysen eingebracht und unterstreicht, dass eine zeitnahe, praxistaugliche, rechtssichere und eindeutige Festlegung für eine fristgerechte branchenweite Umsetzung der neuen Systematik erforderlich ist. Der vorliegende Beschlussskizzenentwurf erfüllt diese Anforderungen an vielen Punkten jedoch noch nicht und stellt noch keine belastbare Grundlage für die Umsetzung in der Branche dar. Daher müssen vor Erlass des finalen Festlegungsbeschlusses folgende Punkte dringend berücksichtigt werden:

- › Inhalte und Begriffe, die die **Umsetzung in der Marktkommunikation** betreffen, müssen präzisiert und ergänzt werden.
- › Bestehende **Rechtsunsicherheiten und -unklarheiten** müssen aufgelöst und rechtssicher angepasst werden.
- › **Zusatzaufgaben und Nachweispflichten**, die für die Umsetzung der AgNes-Ziele nicht unbedingt erforderlich sind, müssen aufgehoben werden.
- › **Wechselwirkungen und Verzahnungen** mit parallelen, folgenden oder verbundenen Regelungsverfahren müssen konkret geplant werden. Zur besseren Umsetzung sollten die Umsetzungsanforderungen zeitlich gestaffelt werden.

Neben den grundsätzlichen Umsetzungshürden nimmt der BDEW auch Stellung zu den inhaltlichen Einzelheiten der Regelungsvorschläge des Entwurfs. Zentral ist dabei die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik anhand klarer Kriterien wie Kostenreflexivität, praktischer Umsetzbarkeit, Verständlichkeit, Anreizwirkung und wirtschaftlicher Planbarkeit. Auch hier wird der Entwurf der BNetzA den eigenen Ansprüchen in weiten Teilen nicht gerecht. Insbesondere wird die Kostenreflexivität der Systematik im Vergleich zum heutigen System nicht grundlegend verbessert. Auch fehlen einfache Anreize für netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung. Der BDEW bewertet den aktuellen Reformvorschlag damit insgesamt als verpasste Chance auf eine Netzentgeltsystematik, die den Anforderungen der Energiewende gerecht wird.

Kritisch sind insbesondere die folgenden Punkte zu bewerten:

- › Der **Kapazitätspreis für Verbraucher** muss im Gesamtmodell stärker gewichtet werden können und höher ausfallen dürfen, um einen effizienten Umgang mit dem knappen Gut Netzkapazität anzureizen.

- › Die von der BNetzA angedachten **Einspeisenentgelte** sind nach Abwägung von Vor- und Nachteilen aus Sicht des BDEW weiterhin nicht zielführend und abzulehnen.
- › Die positive Wirkung von **dynamischen Netzentgelten**, wie von der BNetzA für Erzeuger und Speicher geplant, ist aus Sicht des BDEW in der Kosten-Nutzen-Abwägung aus Gesamtsicht nicht gegeben. Eine Einführung solcher volldynamischer Netzentgelte wird daher weiterhin abgelehnt. In keinem Fall darf aber vor einer belastbaren wissenschaftlichen Analyse eine Vorfestlegung auf eine Einführung oder ein Einführungsdatum erfolgen. Etwaige Umsetzungspflichten sollten aus dem Entwurf gestrichen werden.
- › Gerade oberhalb der Niederspannung besteht großes Flexibilitätspotential, das heute in Form der atypischen Netznutzung teilweise genutzt wird. Vergleichbare, weiterentwickelte **Flexibilitätsanreize fehlen im Entwurf** jedoch gänzlich.
- › In Sachen **Vertrauensschutz** sind weitere Anpassungen erforderlich, um die Schutztatbestände der Betroffenen auch praktisch gegen nicht intendierte Belastungen zu sichern, aber auch um eine einheitliche praktische Umsetzung zu gewährleisten.

2 Zentrale Elemente für eine praxistaugliche Umsetzung

Nachdem im bisherigen Festlegungsprozess insbesondere die Auswirkungen und Vor- sowie Nachteile der inhaltlichen Vorschläge der BNetzA bewertet wurden, rückt mit dem fortgeschrittenen Stand des Festlegungsverfahrens für die Energiewirtschaft die praktische und fristgerechte Umsetzbarkeit der Vorgaben in den Vordergrund. Hier besteht aus Sicht des BDEW dringender Nachbesserungsbedarf. Aktuell stellt der Festlegungsentwurf noch keine belastbare Grundlage für eine Umsetzung der neuen Systematik in der Branche dar. Sollte der vorliegende Festlegungstext ohne umfassende Konkretisierungen, Präzisierungen und Ergänzungen erlassen werden, bleiben zu viele Fragen und Unklarheiten offen, um eine rechtzeitige branchenweite Implementierung zu gewährleisten. Um dies doch noch zu ermöglichen, müssen die folgenden Punkte im Festlegungsbeschluss Beachtung finden:

- › Um die Vorgaben der neuen Systematik in den energiewirtschaftlichen Datenaustauschen zu implementieren, ist die Anpassung und Neumodellierung zahlreicher Prozesse der Marktkommunikation erforderlich. Auch müssen dabei die Stammdatenmodelle der Netzbetreiber angepasst und um Stamm-/Bewegungsdaten erweitert werden. Bekanntermaßen gelten für die Konsultation, Veröffentlichung und Produktivsetzung der Marktkommunikationsprozesse branchenübliche und auch erforderliche Fristen, um die Qualität der Prozesse und der folgenden IT-Umsetzung sicherzustellen. Angesichts dessen ist die Umsetzungsfrist für die AgNes-Festlegung bereits eng bemessen, selbst wenn unmittelbar nach der Festlegung mit den Arbeiten begonnen werden kann. Noch

kritischer ist jedoch, dass der Festlegungsentwurf aktuell zahlreiche unklare und widersprüchliche Begriffe, Pflichten und Abläufe enthält, die zunächst geklärt werden müssen und so eine Implementierung in den Datenaustauschen der Marktkommunikation unmöglich machen. Um eine Umsetzung der AgNes-Vorgaben über die Prozesse der Marktkommunikation zu ermöglichen, ist die Verwendung präziser, eindeutiger und in der Marktkommunikation bekannter Begrifflichkeiten erforderlich. Im beigefügten Stellungnahmebogen sind im Einzelnen die erforderlichen Anpassungen aufgeführt sowie Wechselwirkungen zwischen mehreren Marktpartnern aufgezeigt.

- › Außerdem enthält der Entwurf Rechtsunsicherheiten und -unklarheiten, die einer Implementierung bei den Unternehmen im Wege stehen. Um zu vermeiden, dass nach Festlegungserlass rechtliche Fragen geklärt werden müssen, sollten bereits jetzt die relevanten Anpassungen vorgenommen und Unsicherheiten ausgeräumt werden. Dies betrifft u.a. Einzelheiten der Rolle und Pflichten der Netzbetreiber, die eindeutige Definition und Ausweisung von Prosumern, die messtechnischen Abgrenzungen von Speicher- und Einspeiserkonstrukten, die Definition und Auswirkungen der finalen Investitionsentscheidung sowie Unklarheit bei der Ausgestaltung von Prozessen, die einen zeitlichen Umsetzungsvorlauf benötigen.
- › Grundsätzlich sollte die neue Systematik darauf ausgerichtet sein, alle Beteiligten von nicht zwingend erforderlichen Prozess- und Nachweispflichten zu entlasten. Ziel sollte es sein, die mit der Umsetzung von AgNes verbundenen neuen Aufgaben auf das für die Funktionsfähigkeit der Systematik notwendige Maß zu begrenzen. Zudem sollte kein Fall eintreten, bei dem der Netzbetreiber mit einer Auslegung inkl. Interpretationsspielraum über die Netzentgelte von Netznutzern entscheiden muss. Zahlreiche im Festlegungsentwurf definierte Aufgaben erfüllen diese Anforderungen jedoch nicht. Hierunter fallen z.B. die geforderte Ermittlung optimaler Kapazitätswerte durch den Netzbetreiber bei fehlender Meldung des Netznutzers sowie zusätzliche Prüf- und Ermittlungspflichten auf Seiten des Netzbetreibers bei Pooling und Sondernetzentgelten sowie bei messtechnischen Abgrenzungen von Speicher- und Einspeisern. Die vorgeschlagene Vielzahl von zusätzlichen Umsetzungsaufgaben wäre für eine einheitliche branchenweite und zügige Umsetzung kontraproduktiv. Weitere Einzelheiten sind im Stellungnahmebogen und in den relevanten Unterabschnitten der Stellungnahme zu finden.
- › Dringend zu beachten ist, dass der AgNes-Prozess mit erforderlichen Folgefestlegungen (u.a. zu dynamischen Netzentgelten, Baukostenzuschüssen, Anpassung und Weiterentwicklung von § 14a EnWG) sowie mit verbundenen Verfahren mit Wechselwirkungen (u.a. MaBiS-Hub, MiSpeL) verzahnt wird. Da hier erhebliche Wechselwirkungen bestehen, ist eine zeitliche und inhaltliche Koordinierung der verschiedenen Verfahren für

den Erfolg der gesamten Netzentgeltsystematik entscheidend. Aktuell finden die Wechselwirkungen noch keine ausreichende Beachtung, es drohen Widersprüche und zeitliche Inkonsistenzen, die im Nachgang kaum mehr aufgelöst werden können. Insgesamt ist für eine branchenweite Umsetzung insbesondere in der Marktkommunikation eine schrittweise Einführung der verschiedenen Festlegungsregelungen erforderlich.

- › Grundsätzlich besteht auch Bedarf, den Umsetzungszeitplan der neuen Netzentgeltsystematik kritisch zu prüfen. Vergangene Überarbeitungen zentraler energiewirtschaftlicher Regelwerke (wie z.B. im Redispatch 2.0) haben gezeigt, dass eine Anwendung aller neuen Vorgaben zu einem einzigen Zeitpunkt zu hohen Belastungen und Fehlern in der Praxis führt (u.a. durch begrenzte personelle Ressourcen, Wettbewerb um beschränkte IT-Dienstleistungen, Wechselwirkungen). Sinnvoller wäre es, die zentralen Regelungen schrittweise und aufeinander aufbauend zu implementieren, um im Bedarfsfall frühzeitig nachsteuern zu können. Dies bedeutet nicht, dass ein Umsetzungsstart ab Januar 2029 (bei Berücksichtigung der o.g. Anmerkungen) nicht möglich ist. Kritisch ist jedoch eine Anwendung aller Neuregelungen unmittelbar ab diesem Datum.
- › Die begrenzten Kapazitäten für die Umstellung von IT-Systemen werden auf Seiten von Dienstleistern und Marktteilnehmern mehr und mehr zu einem wesentlichen Problemfeld. Daher weisen wir nachdrücklich darauf hin, dass bei neuen regulatorischen Vorgaben die praktische Umsetzbarkeit in den IT-Systemen frühzeitig mitgedacht werden muss. Nur so kann die teils enorme Komplexität der IT-Umsetzung im Zusammenhang mit regulatorischen Entscheidungen transparent dargestellt und von den Regulierungsbehörden in ihrer Entscheidungsfindung berücksichtigt werden. Die IT-Expertinnen und -Experten der Dienstleister und Marktteilnehmer sollten generell stärker einbezogen werden, um die praktischen Auswirkungen regulatorischer Vorgaben auf Systeme und Prozesse im Detail darstellen zu können.
- › Datenlieferpflichten, die sich aus der AgNes-Festlegung ergeben, müssen mit anderen Vorgaben und Übermittlungspflichten harmonisiert werden. Das bedeutet, dass Daten möglichst nur einmal übermittelt werden und wo möglich auf zentrale Plattformen zurückgegriffen werden soll.

Sofern diese zentralen Umsetzungshindernisse nicht ausgeräumt werden, ist eine fristgerechte Umsetzung der Festlegungsinhalte aus Sicht des BDEW in der Praxis erheblich erschwert.

3 Anmerkungen zu den einzelnen Regelungsvorschlägen

3.1 Anwendungsbereich

Keine Anmerkungen

3.2 Begriffsbestimmungen

Eine belastbare Bewertung und spätere Umsetzung setzt ein vollständiges, widerspruchsfreies Begriffsmodell voraus. Die Festlegung verwendet für offenbar gleiche Rollen, Netze, Anlagen, Energiemengen und Kapazitäten zahlreiche unterschiedliche Bezeichnungen, ohne deren Verhältnis zueinander zu erläutern. Wir empfehlen dringend, die aufgeführten Begriffe abschließend zu definieren, Synonyme zu vereinheitlichen und jeden Begriff im gesamten Dokument konsistent zu verwenden. Erst auf dieser Grundlage können Marktprozesse, Datenmodelle und Abrechnungsregeln rechtssicher ausgestaltet und der Umsetzungsaufwand seriös bewertet werden. Im beigefügten Stellungnahmebogen sind alle Definitionsbedarfe im Einzelnen aufgeführt.

Die derzeitige Prosumerdefinition erscheint sehr weit gefasst. Sie umfasst faktisch alle Entnahmestellen (verbrauchende Marktlokationen), die Strom aus einer hinter dem Netzanschluss betriebenen Erzeugungsanlage beziehen und für die ein Grundpreis erhoben wird. Dies gilt unabhängig davon, wie das Verhältnis von verbrauchenden Marktlokationen zu erzeugender Marktlokation ist. Aufgrund dieses Sachverhaltes wird die Gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung (GGV) nach § 42b EnWG gegenüber anderen Belieferungsmodellen wie dem gesetzlichen Mieterstrom nach § 42a EnWG erheblich benachteiligt. Bei der GGV besitzt jeder Teilnehmer eine verbrauchende Marktlokation, wohingegen beim gesetzlichen Mieterstrom für alle Teilnehmer nur eine verbrauchende Marktlokation pro Mieterstromobjekt existiert. Dadurch wird das Prosumerentgelt bei der GGV für jede teilnehmende Marktlokation erhoben, während im Mieterstrommodell nur eine einmalige Erhebung pro Mieterstromobjekt anfällt. Dies stellt eine erhebliche wirtschaftliche Benachteiligung der GGV gegenüber dem gesetzlichen Mieterstrom dar und ist nicht verursachungsgerecht. Eine finanzielle Benachteiligung der GGV gegenüber gesetzlichem Mieterstrom ist auszuschließen.

Darüber hinaus weist der BDEW darauf hin, dass einige Definitionen Fragen aufwerfen oder Fehler und logische Inkonsistenzen aufweisen. Dies gilt für die folgenden Begriffe:

- › Der Begriff „endgültige Investitionsentscheidung“ stellt auf „das Investitionsvolumen“ ab, ohne den Begriff zu definieren. Die Begründung präzisiert in Rn. 499, die 50%-Schwelle beziehe sich „auf die Anschaffungs- oder Herstellungskosten für die Anlagenkomponenten“. Es muss einheitlich erklärt werden, welche Elemente unter den Begriff „Anschaffungs- und Herstellungskosten für die Anlagenkomponenten“ fallen. Es ist

zudem unklar, ob sich diese 50 % nur auf die Anlagenkomponenten beziehen sollen oder auf das gesamte Investitionsvolumen einschließlich Netzanschluss, Grundstücken, Projektrechten und Projektentwicklungskosten. Der Unterschied ist erheblich. Bei netzgekoppelten Großspeichern entfallen regelmäßig 25 bis 35 % des Gesamtinvestitionsvolumens auf Positionen außerhalb der Anlagenkomponenten: Baukostenzuschüsse, Erwerb von Netzanschlussrechten, Kabeltrassen, Grundstücke und Projektrechte. Es sollte klargestellt werden, dass Baukostenzuschüsse und erworbene Netzanschlussrechte sowohl auf die 50 %-Schwelle als auch auf den Vermögensschaden angerechnet werden können. Darüber hinaus ist klarzustellen, dass es sich nur um Prognosewerte handeln kann, weil die Projekte i.d.R. noch nicht im Bau sind.

- › Eine „Entnahmestelle“ ist nach der vorliegenden Begriffsbestimmung weitaus weiter gefasst als energiewirtschaftlich üblich und würde auch nachgelagerte Netze, Weiterverteiler und nachgelagerte Umspannebenen der Netzebene umfassen. Hier sollte der Beschluss sich an der üblichen energiewirtschaftlichen Definition orientieren, in der die Entnahmestelle keine Netze umfasst: Demnach ist die Entnahmestelle der Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch Letztverbraucher. Zudem bedarf es einer eindeutigen Abgrenzung zum Netzanschlusspunkt und zur Marktlokation. Insbesondere bei gemeinsam genutzten bzw. hybriden Netzanschlüssen muss eindeutig bestimmt sein, ob mehrere Marktlokationen innerhalb eines Netzanschlusses eine gemeinsame Entnahmestelle bilden können für die Bewertung der Netzentgeltbildung. Die Entnahmestelle sollte grundsätzlich an den physischen Netzanschlusspunkt anknüpfen und mehrere dahinterliegende Marktlokationen umfassen können. Die Netzentgeltabrechnung sollte in diesen Fällen auf Ebene des Netzanschlusspunktes und nicht mehrfach für jede einzelne Marktlokation erfolgen.
- › Der Begriff „Lastgangzeitreihe“ bezieht sich in der Definition auf den Begriff „Entnahmestelle“, welche als „Ort der Entnahme“ definiert wird. Die zu erfassende Zeitreihe wiederum beinhaltet zwei Energierichtungen, was missverständlich formuliert ist, denn nur wenn sich eine rückspeisende Erzeugungsanlage an der gleichen Entnahmestelle befindet, tritt dieser Fall auf. Eine herkömmliche registrierende Lastgangmessung misst darüber hinaus nicht nur die zwei Energierichtungen, sondern auch die Blindleistung. Mit der Ergänzung einer Einspeisezeitreihe können beide Energieflussrichtungen eindeutig abgebildet werden.
- › Die Definition des „Netzknotens“ weicht erheblich vom etablierten technischen Verständnis ab und stellt ausschließlich auf verbundene Entnahmestellen ab. Unklar bleibt insbesondere, wie z.B. ein Netzknoten mit ausschließlich angeschlossenen

Erzeugungsanlagen einzuordnen ist. Der BDEW regt eine technisch eindeutige, energie-wirtschaftliche Definition an, die die Verbindung von Netzen berücksichtigt.

- › Der Begriff „Netzgruppe“ stellt eine neue Begrifflichkeit dar, die in ihrer Definition dem Begriff „Netzbereich“ der Anlage 1 zum Beschluss BK6-22-300 ähnelt. Hier sollte bzgl. der Trennstellen die gleiche Wortwahl verwendet werden sowie auf die Netz- und Umspannebene (Punkt 8 und Punkt 13) und nicht auf eine Spannungsebene (zu weit gefasst) verwiesen werden. Die vorliegende Definition der Netzgruppe könnte zudem so verstanden werden, dass eine Netzgruppe zwingend Energie aus einer vorgelagerten Ebene beziehen muss und bei dauerhafter Rückspeisung nicht erfasst werden würde. Dies sollte technologie- und flussrichtungsneutral präzisiert werden.
- › Der Begriff „vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität“ sollte definiert werden. Insbesondere bei gemeinsam genutzten Netzanschlüssen oder auch hybriden Netzanschlüssen und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen muss eindeutig bestimmbar sein, auf welche Kapazität abzustellen ist. Insbesondere muss es möglich sein, die Netzanschlusskapazität am Netzanschlusspunkt als Basis heranzuziehen und nicht die Netzanschlusskapazitäten der Einzelanlagen, die ggfs. die maximal verfügbare Einspeisekapazität übersteigen (Überbauung).
- › Der BDEW schlägt vor, die Begriffsbestimmung der „Entnahmestelle eines Prosumers“ wie folgt anzupassen: „Eine Entnahmestelle in der Niederspannung, wenn neben der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energie auch elektrische Energie aus einer hinter denselben Netzanschlüssen 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))“
- › Der Begriff der „Stromspeicheranlage“ umfasst nach Auffassung des BDEW lediglich die unter Definition 12a enthaltenen Konstrukte. Die unter 12b und 12c angesprochenen Konstrukte stellen jeweils Unterpunkte oder Ausgestaltungsvarianten dar. Relevant ist hier, die Ebene der Technischen Ressourcen und die Ebene der erzeugenden und verbrauchenden Marktllokationen zu trennen.
- › Die Definition der „Umspannebene“ ist zu abstrakt und lässt die für die Entgeltzuordnung entscheidende Abgrenzung zur Netzebene offen. Insbesondere sollte eindeutig geregelt werden, wann ein Anschluss unmittelbar an der Sekundärseite eines Trafos der Umspannebene und wann dem nachgelagerten Netz zuzuordnen ist.
- › Der Begriff „Abnahmestelle“ muss als Begriff ergänzt werden.

3.3 Grundsätze der Kostenverteilung

Keine Anmerkungen

3.4 Kostenstellen

Keine Anmerkungen

3.5 Kostenwälzung

Grundsätzlich scheinen die Fristen zur Datenübermittlung und der Prozess zur Mitteilung der Wälzungsbeträge noch nicht praxistauglich. Für eine Kaskadierung der Daten über mehrere Netzbetreiber und die Klärung möglicher Fehler sind die Fristen zu eng gesetzt und sollten ausgeweitet werden. Zudem ergibt sich im Falle von nachträglichen Korrekturen bis zum 31. August erheblicher Mehraufwand. Daher sollten Datenlieferungen verbindlich und rechtzeitig vor Beginn der Netzentgeltkalkulationen erfolgen, um Schätzungen zu vermeiden. Sollte es trotz allem zu Schätzungen kommen, fehlt eine Klarstellung zum Umgang mit nachträglichen Mengenabweichungen und Korrekturen. Klargestellt werden sollte auch, dass die Zwei-Wochen-Frist nach dem 30. Juni für nachgelagerte Netzbetreiber in Summe für alle Netzbetreiber gilt (analog zur Kaskade zur Veröffentlichung von vorläufigen Netzentgelten). Netzbetreiber sind dabei selbst dafür verantwortlich, Letztverbräuche ihrer nachgelagerten Netzbetreiber „einzusammeln“.

Die Regelung knüpft zentrale Melde- und Abrechnungsprozesse an den Begriff des „jeweils vorgelagerten Netzbetreibers“. Bei Netzverknüpfungen auf gleicher Netzebene, historisch gewachsenen Netzent- und -verflechtungen, wechselnden Schaltzuständen sowie bidirektionalen Energieflüssen infolge dezentraler Einspeisung kann diese Zuordnung uneindeutig sein. In besonders komplexen Fällen kann ein Netzbetreiber eine Doppelrolle einnehmen und einem anderen Netzbetreiber sowohl nachgelagert als auch vorgelagert sein. Zur Vermeidung von Auslegungs- und Abrechnungsstreitigkeiten sollte der Festlegungsentwurf daher klarstellen, nach welchen Kriterien ein Netzbetreiber in solchen Konstellationen als vorgelagert gilt.

Darüber hinaus sind im Einzelnen die folgenden Punkte besonders relevant:

- › Der Regelungsvorschlag unter 5.1 unterscheidet nicht eindeutig zwischen Letztverbrauchern, Entnahmestellen und nachgelagerten Netzen, obwohl für die Mengen- und Entgeltzuordnung unterschiedliche energiewirtschaftliche Objekte maßgeblich sind. Für die praktische Umsetzung sollte eindeutig auf die jeweilige verbrauchende Marktllokation beziehungsweise den klar definierten Abrechnungspunkt Bezug genommen werden. Die derzeitige Formulierung schafft vermeidbare Auslegungsrisiken bei Kostenwälzung und Netznutzungsabrechnung.

- › Der Begriff der Eigenerzeugung ist im Zusammenhang mit Abschnitt 5.2 nicht hinreichend bestimmt. Es muss eindeutig klargestellt werden, ob ausschließlich die hinter einem Netzanschluss erzeugte und unmittelbar vor Ort verbrauchte Energie oder auch Erzeugungsmengen innerhalb der betrachteten beziehungsweise nachgelagerten Netzebenen gemeint sind. Ohne diese Abgrenzung ist der Wälzungsschlüssel nicht einheitlich und prüfbar ermittelbar.
- › Unter 5.4 regelt der Festlegungsentwurf, dass ein Weiterverteiler, der räumlich getrennte Teilnetze betreibt und dadurch aus mehr als einer eigenen oder fremden vorgelagerten Netz- oder Umspannebene versorgt wird, das Recht hat, seinen netzbezogenen Letztverbrauch sachgerecht auf die räumlich getrennten Teilnetze aufzuteilen. Gerade bei mehreren Übergaben in vermaschten Netzen ist eine Aufteilung der Arbeitsbezugs-mengen teilweise nicht eindeutig, sodass die BNetzA hier Klarheit schaffen muss.
- › Fraglich bleibt, warum bei der Kostenwälzung nicht auf die Werte der Letztverbraucherabsätze, welche jeder Netzbetreiber im Rahmen der Netzentgeltumlagen bis 31.05. testiert an die ÜNB melden muss, zurückgegriffen wird. Bei mehr als einem vorgelagerten Netzbetreiber müssten diese Mengen nur konkret zugeordnet werden.
- › Zu klären ist auch, wie der Letztverbrauch im Fall von hybriden Netzanschlüssen bestimmt werden soll. Da die Festlegung bisher nur den Letztverbrauch als relevanten Wert angibt, ist unklar, wie hybride Netzanschlüsse in der Berechnung des Kostenwälzungsschlüssels behandelt werden sollen.
- › Der Wälzungsbetrag unter Netzbetreibern wird auf Basis der IST-Werte des Zeitraums T-2 ermittelt. Es fehlt eine Konkretisierung, ob und wenn ja wie die Wälzungsbeträge ausgeglichen werden sollen. Offen bleibt, ob der Plan-IST-Abgleich der Wälzungsbeträge wie bisher über die vorgelagerten Netzkosten mit Hilfe des Regulierungskontos ausgeglichen wird.

Eine angemessene Berücksichtigung der Besonderheiten der Bahnstromversorgung ist zu begrüßen. Denn eine neue Methodik zur Wälzung von Netzkosten zwischen den Stromnetzbetreibern darf nicht zu unangemessenen neuen Belastungen für elektrische Eisenbahnen führen. Die Besonderheiten des Bahnstromnetzes sind dessen sehr hohe Anteile von direkter Bahnstromerzeugung und Direkteinspeisungen von Bremsenergie der Loks und Triebwagen. Im Ergebnis stammen rd. die Hälfte des Bahnstromverbrauchs aus direkten Einspeisungen und nur die andere Hälfte des Gesamtbedarfs wird über vorgelagerte 50Hz-Netze bezogen. Der Bezug aus vorgelagerten 50Hz-Netzen erfolgt aus Eisenbahn-Umformer- und -Umrichterwerken. Eine Einspeisung aus dem Bahnstromnetz in vorgelagerte 50Hz-Stromnetze findet nicht statt. Aufgrund der abweichenden 16,7Hz-Frequenz und der eigenständigen Ausregelung des

Bahnstromnetzes werden wesentliche Systemdienstleistungen im Bahnstromnetz selbst erbracht und nicht von 50Hz-Netzbetreibern bezogen. Wenn dennoch der gesamte Verbrauch im Bahnstromnetz einschließlich der direkten Einspeisungen mit vorgelagerten Netzkosten belastet würde, würden Eisenbahnverkehrsunternehmen mit Mehrkosten in Höhe von über 100 Mio. EUR jährlich belastet werden. Zur Abwendung dieser nicht verursachungsgerechten und daher nicht angemessenen zusätzlichen Belastungen sollten im Rahmen der neuen Netzkostenwälzung die Eisenbahn-Umformer- und -Umrichterwerke als relevante 50Hz-Letzterverbraucher angesetzt werden.

3.6 Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte

Bei einer Kaskade über fünf, sechs oder mehr Netzbetreiber besteht das Risiko, dass die im Entwurf genannten Fristen nicht auskömmlich sind. Es muss sichergestellt werden, dass die Daten zum 31. August bei den ÜNB vorliegen. Auch die Meldung an die BNetzA bzw. die Korrekturmeldungen an die vorgelagerten VNB müssen spätestens zum 31.08. erfolgen. Insbesondere bei der Erstmeldung bestehen erhöhte Risiken von Nichtmeldungen, Clearingprozesse sind dabei noch unklar. Auch sind die Maßgaben für Schätzungen durch vorgelagerte Netzbetreiber bei Nichtmeldung unklar und diese Aufgabe grundsätzlich nicht zielführend.

3.7 Jährlichkeitsprinzip

Keine Anmerkungen

3.8 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch

Die Regelung knüpft das Entgelt an die Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, während die Begriffsdefinition auch Weiterverteiler und nachgelagerte Netz- oder Umspannebenen als Entnahmestellen erfasst. Dadurch bleibt offen, ob für diese Objekte dieselbe Entgeltlogik wie für Letztverbraucher gelten soll. Die Adressaten und Abrechnungsobjekte sind daher ausdrücklich voneinander abzugrenzen.

3.8.1 Schwerpunkt Grundpreis

Die aktuellen Vorgaben der BNetzA zum Grundpreisrahmen wirken eher limitierend, als dass sie einen Beitrag zur Kostenreflexivität der neuen Systematik leisten. Heterogene Netzbetreiber benötigen mehr Flexibilität bei der Ausgestaltung des Grundpreises (wie auch des Prosumerentgelts). Das bedeutet auch, dass die Netzbetreiber höhere Erlösanteile aus dem Grundpreis erzielen können sollen, z.B. indem die aktuell vorgesehene Obergrenze von 40 % nur auf den Grundpreis (und nicht den Grundpreisaufschlag) bezogen wird.

Der Entwurf verwendet in diesem Zusammenhang die Begriffe Entnahmestelle, Prosumer und Anlage ohne eindeutige Zuordnung der jeweiligen Rolle und des Abrechnungsobjekts. Auch der Zusammenhang der Sonderregelung für Straßenbeleuchtung mit dem Grund- und Arbeitspreismodell sowie der Ermittlung von Arbeit und Kapazität ist nicht nachvollziehbar. Der BDEW empfiehlt, die Regelungsgegenstände zu trennen und die verwendeten Begriffe eindeutig zu definieren.

3.8.2 Schwerpunkt Prosumer

Der geplante pauschale erhöhte Grundpreis für Prosumer ist nicht ausreichend und führt aus Sicht des BDEW weiterhin nicht zu einer kostenreflexiven Kostenbeteiligung. Prosumer beteiligen sich mit dem Grundpreisaufschlag zwar an den Netzkosten, dieser ist aber weniger kostenreflexiv als das Kapazitätspreismodell. Das Prosumerentgelt muss zwingend praxistauglich mit eindeutigen Abrechnungsregeln und Marktprozessen ausgestaltet werden. Hierzu zählt, dass das Prosumerentgelt als eigenständiger Grundpreis ausgestaltet wird und nicht z.B. als zusätzlicher additiver Preisaufschlag auf den Grundpreis für den regulären Verbraucher. Auch ist es zwingend, dass ein Prosumerentgelt innovative dezentrale Stromversorgungsmodelle nicht gegenüber anderen Belieferungsmodellen benachteiligen darf. Neben der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (siehe Kapitel 3.2) bestehen für weitere Abnahme- und Messsituationen Unklarheiten, ob und wie ein Prosumerentgelt berücksichtigt werden muss. Dies betrifft neben der Berücksichtigung des Prosumerentgelts in der Grund- und Ersatzversorgung z.B. auch Anwendungsfälle nach § 10c EEG (Marktllokationen mit geringfügigen Verbräuchen), § 37 EnWG sowie die Fälle von 0-Verbrauch-Entnahmestellen und weitere Erzeugungstechnologien (BHKW für die Wärmeversorgung). In diesem Zusammenhang sollte außerdem präzisiert werden, dass Erzeugungsanlagen mit mehr als 30 kW Bruttoleistung, die aufgrund technischer Eigenverbräuche im Marktstammdatenregister als Teileinspeiser geführt werden, keine Prosumer sind.

Gemäß Ziffer 9.1 Satz 2 sind Erzeugungsanlagen größer 30 kW von Prosumern, die ein Prosumerentgelt zahlen, von der Zahlung eines Einspeise-Kapazitätspreises ausgenommen. Solche Ausnahmetatbestände führen zu ungewollten Fehlanreizen. Aus Sicht des BDEW sollten alle Erzeugungsanlagen größer 30 kW einen entsprechenden Kapazitätspreis zahlen, wohingegen das Prosumerentgelt für diese Konstellationen ausgeschlossen werden muss.

Die BNetzA sollte eine zeitlich ausreichende Vorlaufzeit bei der Übermittlung der Prosumereigenschaft an die Endkunden in der Festlegung berücksichtigen. Laut Entwurf hat der Netzbetreiber bis zum 01.04.2028 Zeit den Lieferanten über die Prosumereigenschaft zu informieren (Vgl. Tz. 17.8). Dies ließe dem Lieferanten jedoch wenig bis keine Zeit, diese Information bereits in der ersten Rechnung ab dem 1.4.2028 gegenüber den Endkunden auszuweisen. Die

erstmalige Ausweisung gegenüber den Endkunden sollte daher erst ab dem 01.07.2028 erfolgen.

Der beschriebene Informationsweg über die Energierechnung gewährleistet bei rollierender Abrechnung keine rechtzeitige Information aller Betroffenen vor dem Abrechnungsbeginn 2029. Erforderlich sind ein frühzeitiger, standardisierter Datenaustausch durch den Netzbetreiber und ein belastbarer Prozess, der Informationspflicht und Netznutzungsabrechnung zeitlich und fachlich trennt.

Zu beachten ist, dass Lieferanten heute nicht über alle Informationen zu den Prosumereigenschaften ihrer Kunden verfügen. Weder Rechenregeln noch Lokationsbündelstrukturen gewährleisten vollständige Transparenz über die Prosumereigenschaft. Bei der Ausweisung der Prosumereigenschaft sind im Rahmen der Umsetzung in der Marktkommunikation alle möglichen Fälle abzubilden. Dies betrifft automatisierte Informationen auch für die folgenden Fälle:

- › Es bedarf einer Information durch die Netzbetreiber im Rahmen der Marktkommunikation für den Fall, dass die Prosumereigenschaft an der Entnahmestelle beim Letztverbraucher wegfallen sollte. Eine preisliche Anpassung sollte grundsätzlich parallel zur Gültigkeit neuer Netzentgelte zu Beginn eines Kalenderjahres erfolgen. Zudem müssen Beginn und Ende der Prosumereigenschaft klar definiert werden, um eine einheitliche Auslegung zu gewährleisten.
- › In den Fällen, in denen Letztverbraucher während eines bestehenden Lieferverhältnisses mit dem Lieferanten „zu Prosumern werden“, bedarf es ebenfalls einer unverzüglichen Meldung durch die Netzbetreiber über die Marktkommunikation. Da auch hier § 41 Abs. 6 EnWG nicht greift, muss der Lieferant aufgrund der Gewährung entsprechender Vorlaufzeiten für die Preisanpassung rechtzeitig planen können. Auch hier bedarf es eines frühzeitigen, standardisierten Datenaustausches durch den Netzbetreiber.

Es bedarf grundsätzlich einer regulatorischen Grundlage, dass bei Neu- und Bestandsverträgen ein erhöhtes Prosumerentgelt auch nachträglich mit der Jahresrechnung gegenüber dem Kunden abgerechnet werden kann. Dies betrifft nicht nur den Jahreswechsel 2028/2029, sondern jegliche Fälle, in denen Verbraucher zu Prosumern werden und aufgrund der AgNES-Festlegung ein erhöhtes Prosumerentgelt zu zahlen haben. Auch bei Vertragsschluss kann es vorkommen, dass dem Lieferanten nicht alle abrechnungsrelevanten Informationen (Prosumereigenschaft) rechtzeitig vorliegen. Das finanzielle Risiko eines erhöhten Prosumerentgelts kann nicht vom Lieferanten übernommen werden. Darüber hinaus muss die BNetzA gegenüber dem Gesetzgeber und Ministerien darauf hinwirken, dass eine Weitergabemöglichkeit erhöhter, regulatorisch vorgegebener Kostenbestandteile auch innerhalb von Bestandsverträgen zulässig ist und dies kein Sonderkündigungsrecht auslöst (bspw. über eine Anpassung des

§ 41 Abs. 6 EnWG). Diese Möglichkeit muss auch außerhalb bestehender Preisgarantien für die Kostenbestandteile der Netzentgelte möglich sein und darf kein Sonderkündigungsrecht auslösen. Insbesondere bei Preisgarantieprodukten und langfristigen Verträgen besteht entsprechender Handlungsbedarf.

3.8.3 Schwerpunkt Abgrenzung der Abrechnungsverfahren

Die Einordnung der Netznutzer in das jeweilige Abrechnungsverfahren sollte im Grundsatz immer ex-ante zum Lieferbeginn erfolgen. Eine ex-post-Betrachtung bzw. Änderung des Abrechnungsmodells in der Lieferperiode ist auszuschließen.

Die Differenzierung der Preismodelle bei Kundengruppen nach einer Jahresverbrauchsschwelle bietet aus Sicht des BDEW keinen signifikanten Mehrwert, schafft aber zahlreiche Probleme bei der praktischen Umsetzung und Abgrenzung. Grundsätzlich wäre die Beibehaltung der bisherigen Differenzierung nach dem Mess-/Bilanzierungsverfahren (Registrierende Leistungsmessung (i)RLM auf der einen Seite und kME/mME/iMSys auf der anderen Seite) vorzuziehen. Sollte die BNetzA den aktuell geplanten Weg weiterverfolgen, sind zumindest die folgenden Sachfragen zu klären:

- › Die BNetzA sollte klarstellen, ob die Verbrauchsschwelle von 100.000 kWh/a eine harte Grenze darstellt und wie mit Kunden umzugehen ist, deren Verbrauch um diese Schwelle schwankt. Ohne klare Übergangs- und Abgrenzungsregelungen drohen jährlich wechselnde Entgeltmodelle bei den Kunden, erheblicher operativer Aufwand sowie nachträgliche Korrekturprozesse bei bereits abgerechneten Netzentgelten. BDEW-Vorschlag: Wenn ein Kunde in den letzten drei Jahren einmalig die 100.000 kWh-Grenze überschritten hat, wird dieser Kunde immer nach Kapazitätspreismodell abgerechnet.
- › Ebenfalls sollte klargestellt werden, wie mit (bisherigen) Kunden in der Niederspannung umzugehen ist, bei denen eine Registrierende Lastgangmessung installiert ist, obwohl der Jahresverbrauch geringer als 100.000 kWh ist. Der BDEW plädiert dafür, dass diese RLM-Kunden wie bereits im Status quo in die Kapazitätspreislogik zu überführen sind. Um Clearing-Fälle zu vermeiden, sollte grundsätzlich eine Einordnung in Abhängigkeit der Messeinrichtung erfolgen. Ist der Kunde mit einer RLM oder iRLM ausgestattet, erfolgt die Einordnung in das Kapazitätspreismodell. Definitionen zum Zählerumbau bzw. dem Wechsel der Messeinrichtung sind im MsbG vorgegeben. Ein (unterjähriger) Zählerumbau von mME/iMSys zu RLM/IRLM wäre (im 1. Rumpfbjahr) wie ein Neuanschluss zu bewerten, wobei zukünftig bei einem Wechsel von iMSys zu (i)RLM sogar ein Lastgang vorliegt und eine (sinnvolle) Kapazitätsbestellung möglich wäre. Ein Umbau von RLM zu SLP kann (auch unterjährig) über einen Tariftypwechsel abgewickelt werden.

3.8.4 Schwerpunkt Kapazitätsentgelt

Die Umsetzung des Kapazitätsmodells mit Arbeitspreisen muss für Marktteilnehmer praxistauglich, planbar und operativ handhabbar sein. Dies erfordert Klarheit bei Schwellenwerten und Verantwortlichkeiten bei der Kapazitätsbestellung. Dazu gehört auch, dass alle Kapazitätsbestellungen über einen einheitlichen Prozess abgewickelt werden. Sonderprozesse oder Ausnahmen, z.B. für die erste Bestellung nach Erstanschluss, sorgen für zusätzlichen Aufwand und Komplexität und müssen vermieden werden.

Die zu bestellende Mindestkapazität von 10 % der Jahreshöchstlast ist aus Sicht des BDEW deutlich zu gering. Die Mindestbestellkapazität sollte sich zudem nicht an der Jahreshöchstlast, sondern an der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität orientieren. Bei der Dimensionierung sowie dem Zusammenspiel von Kapazitätspreis, Arbeitspreis 1 und Arbeitspreis 2 ist sicherzustellen, dass ein Anreiz entsteht, sachgerechte Kapazitätsbestellungen vorzunehmen sowie nicht erforderliche Netzanschlusskapazitäten wieder freizugeben (etwa durch eine höhere Mindestkapazität oder eine stärkere Spreizung zwischen AP1 und AP2). Ein solcher Anreiz ist vor dem Hintergrund der knappen Netzkapazitäten und dem anstehenden Netzausbau zielführend.

Der Festlegungsentwurf beschreibt den Bestellprozess für die Kapazitätsbestellung als Beziehung zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher (vgl. Ziffer 8.4). Im B2B-Bereich sind jedoch auch integrierte Strombelieferungsverträge weit verbreitet. Grundsätzlich gilt aber: Die Verantwortung für die Festlegung oder Änderung der Bestellkapazität liegt beim Letztverbraucher selbst. Der Netzbetreiber kann einen Default-Wert festlegen, welchem der Letztverbraucher folgt oder der innerhalb der vorgesehenen Fristen ggf. mit Unterstützung seines Stromlieferanten angepasst werden kann. Der Default-Wert muss bei integrierten Verträgen zwingend auch dem Stromlieferanten mitgeteilt werden. Grundsätzlich sollte die Mitteilung bzw. Änderung der Bestellkapazität über einen elektronischen Marktkommunikationsprozess erfolgen. Dies geschieht im Regelfall über eine Mitteilung der Bestellkapazität durch den Netznutzer per Stammdatenmitteilung an den VNB. Ein standardisiertes Verfahren würde erheblichen, parallelen Kommunikationsaufwand ersparen und Fehlerquellen reduzieren. Möglicherweise entstehende Haftungsrisiken sind von vornherein auszuschließen. Dies gilt bspw. für Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Nutzungsverhalten oder nachträglichen Kundenbeanstandungen. Aber auch bei vergleichbaren Fragestellungen für Netzbetreiber, die bei ausbleibender Kapazitätsbestellung einen Default-Wert für den Kunden ermitteln müssen. Haftungsrisiken für den Netzbetreiber, der im Ersatzfall eine optimale Kapazität für den Netznutzer festlegt, müssen klar ausgeschlossen werden. Bei ausbleibender Kapazitätsbestellung sollte daher der Default-Wert eine feste Größe abhängig z.B. von der Netzanschlusskapazität sein. Um zusätzlichen administrativen Aufwand und unnötige Komplexität zu vermeiden,

sollte die BNetzA klarstellen, dass die bestellte Kapazität auch bei einem unterjährigem Lieferantenwechsel unverändert bleibt und nicht durch den Verbraucher neu festgelegt werden kann. Die bestellte Kapazität kann unterjährig lediglich aufgrund des Wechsels des Anschlussnutzers angepasst werden. Klargestellt werden sollte auch, wie der Netzkunde davon erfährt, dass seine Kapazitätsbestellung durch den Netzbetreiber umgesetzt wurde und, noch wichtiger, welche Kapazität der Netzbetreiber ihm im Falle einer Nichtmeldung zugeteilt hat. Der Festlegungsentwurf sieht vor, dass Netzbetreiber für Neukunden ex-post eine optimale Bestellkapazität ermitteln und abrechnen müssen. Die Kalkulation der optimalen Kapazität durch den Netzbetreiber lehnt der BDEW auch bei Neukunden ab. Vielmehr sollte auch hier, sofern der Kunde keine Kapazität bestellt, auf eine feste Größe abhängig von der Netzanschlusskapazität abgestellt werden. Im Zuge der Kapazitätsbestellung durch den Kunden muss sichergestellt sein, dass Netzbetreiber ihre Erlöse hinreichend sicher planen können. Bei Kunden, die sich (ggf. schon seit Jahren/Jahrzehnten) weigern, neue Netzanschlussverträge zu unterzeichnen, müssen pragmatische Werte festlegbar sein.

Es sollte überdacht werden, ob allein für den Neusschluss von Netzanschlüssen ein abweichender Abrechnungsprozess mit einer Nachverrechnung notwendig ist. Es wäre auch vorstellbar, dass auch in diesen Fällen eine Kapazitätsbestellung ex ante erforderlich ist. Falls dies nicht erfolgt, müsste der Netzbetreiber in Abhängigkeit der Netzanschlusskapazität eine Kapazität für das erste (Rumpf-) Jahr festlegen.

Weiterhin enthält der Entwurf keine Aussage zur Prüfung der Netzanschlusskapazität, wenn sich mehrere abrechnungsrelevante Marktllokationen hinter einem Netzanschluss befinden oder wenn es komplexe Konstrukte mit z.B. Hinterschaltungen gibt. Auch ist nicht klar, wie sich Netzanschlusskapazitäten bei komplexen Anschlüssen (Verbrauch, Erzeuger, Speicher) miteinander verhalten.

Die wechselnde Verwendung der Begriffe Entnahmestelle, Verbraucher, Letztverbraucher und Netznutzer macht den Adressaten der Kapazitätsbestellung und die Verantwortlichkeiten im Ersatzverfahren unklar. Diese begriffliche Inkonsistenz verhindert die eindeutige Ableitung von Prozessen und Datenformaten. Eine unmittelbare Kapazitätsbestellung durch den Anschluss- bzw. Letztverbraucher ist zwar grundsätzlich zu begrüßen; hierfür müssen jedoch Rolle, Frist, Übermittlungsweg und Abrechnungsobjekt durchgängig und widerspruchsfrei festgelegt werden. Aktuell ist jedoch unklar, wie eine Zuordnung der Netzanschlusskapazität auf die Entnahmestellen erfolgen kann. Hinter einem Netzanschluss können sich mehrere Entnahmestellen befinden. Für jede dieser Entnahmestellen können zwar Kapazitäten per Lastgang abgeleitet werden, diese müssen jedoch nicht zwangsläufig mit der Netzanschlusskapazität am Netzanschluss übereinstimmen, die ursprünglich lediglich als rechnerische Größe zur Dimensionierung des Netzanschlusses verwendet wurde.

Die ausschließlich ex-post erfolgende Ermittlung der Bestellkapazität bei neuen Netzanschlüssen ist mit einer laufenden monatlichen Netznutzungsabrechnung nicht vereinbar. Insbesondere bleibt offen, wie der Messstellenbetreiber die Lastgangmengen während des Jahres tariflich AP1 und AP2 zuordnen soll. Erforderlich ist eine vorläufige Bestellkapazität mit eindeutig geregelter Jahreskorrektur oder ein anderes unterjährig abrechenbares Verfahren. In jedem Fall muss der Messstellenbetreiber nach Ablauf des Kalenderjahres nach Vorliegen der tatsächlichen Bestellkapazität jeden Viertelstundenwert seit Inbetriebsetzung neu tarifieren und die Energiemengen an Netzbetreiber und Lieferanten/Netznutzer senden.

3.8.5 Schwerpunkt Gesamtmodell

Das von der BNetzA angestrebte Modell aus zwei Arbeitspreisen und der Kapazitätsbepreisung ist für Kunden schwer verständlich sowie für Lieferanten und Netzbetreiber komplex in der Abwicklung. Der Festlegungsentwurf enthält bislang keine ausreichenden Vorgaben zur operativen Abwicklung und Abrechnung des zweistufigen Arbeitspreismodells. Insbesondere die Ermittlung, Zuordnung und Abrechnung von Energiemengen zu AP1 und AP2 sowie die hierfür erforderlichen Marktkommunikationsprozesse sollten frühzeitig konkretisiert und gemeinsam mit der Branche abgestimmt werden. Zudem bedarf es einer klaren Zuordnung von Rollen und Verantwortlichkeiten zwischen Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber.

Für Haushaltskunden oder kleine Gewerbe bietet das angestrebte Modell zum jetzigen Zeitpunkt keinerlei neue Impulse zur Flexibilisierung. Die Anreizwirkung bleibt für kleine Verbraucher abgesehen von der Anwendung und angekündigten Weiterentwicklung des §14a EnWG aus. Für große, steuerbare Verbraucher fehlt dagegen durch den Entfall der atypischen Netznutzung ein entsprechender Flexibilitätsanreiz gleich ganz. Im Gegenteil: Perspektivisch werden durch das neue Grundmodell aus Kapazitätspreis und zwei Arbeitspreisen große Verbraucher mit großen Flexibilitätpotentialen schwächer zu netzdienlichem Verhalten angereizt als heute. Das gilt z.B. für Power-to-Heat-Anlagen in Kombination mit einem Wärmespeicher, die über § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV sehr flexibel eingesetzt werden. Und auch für öffentliche Lade-parks bis hin zu Rechenzentren, die sich in der Hochskalierung befinden und heute über ihr Lastmanagement Leistungsspitzen vermeiden, liefert das BNetzA-Modell mit der Kapazitätsbepreisung einen geringeren Anreiz, sich netzdienlich zu verhalten, als das bisherige Modell. Diese sicherlich nicht intendierte Wirkung sollte vermieden und den Anlagenbetreibern entsprechende Anreize geboten werden.

Offen bleibt im Festlegungsentwurf, wie mit Erzeugungsanlagen mit Eigenverbrauchskonstellationen umzugehen ist. Konkret stellt sich die Frage, ob das Entgeltmodell aus Kapazitätspreis und zwei Arbeitspreisen auch für die Entnahme von Erzeugungsanlagen gilt.

Die Regelung bestimmt nicht ausdrücklich, auf welches Zeitintervall die Bestellkapazität anzuwenden ist. Für eine eindeutige Tarifierung der Arbeitsmengen nach AP1 und AP2 sollte klar gestellt werden, ob die viertelstündliche Durchschnittsleistung maßgeblich ist und wie die innerhalb beziehungsweise oberhalb der Bestellkapazität liegenden Energiemengen rechnerisch zu ermitteln sind. Der BDEW geht davon aus, dass hier die durchschnittliche Leistung in einer Viertelstunde relevant ist.

Die Abschaffung der Landstromentgelte nach § 17 Abs. 8 StromNEV wird damit begründet, dass die intendierten Folgen dieser Regelung über das neu geschaffene KP-AP1-AP2-System angemessen abgebildet werden können. Wie eine Aufteilung der Kapazitätskosten auf die Kunden (die stunden- oder tagelange Aufenthalte aufweisen) und die Nutzer der Landstromanlage erfolgen soll, wird nicht erläutert. Auch der schwankende Preis bei Übersteigerung der bestellten Kapazität bzw. die Abrechnung mit dem Kunden (Schiff) ist nicht nachvollziehbar. Im jetzigen System war eine klare Kostenzuordnung für die Liegezeit des Schiffes möglich. Zukünftig ist dies nicht mehr der Fall. Eine Jahres-Kapazität für Schiffe, die bestenfalls an zwei bis drei Tagen in der Woche nur für vier Stunden ans Netz angeschlossen sind, ist nicht sachgerecht und erheblich teurer als das jetzige System. Dies wird dazu führen, dass die Landstromanlagen von der Seeschifffahrt nicht mehr genutzt werden. Das hat wiederum erhebliche Auswirkungen auf die Luftverschmutzung, da die Schiffe während der Standzeit wieder Schweröl zur Eigenstromversorgung verbrennen werden. Diese fehlende Kostenplanbarkeit wird es erschweren, die Energiewende in den Seehäfen zu ermöglichen.

3.9 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Aus Sicht des BDEW stehen Netzentgelte für Erzeugungsanlagen in der Abwägung von Vor- und Nachteilen - insbesondere den sich einstellenden Verzerrungen bei der Marktneutralität, wirtschaftlichen Planbarkeit und Verteilungswirkung - weiterhin in keinem positiven Kosten-Nutzen-Verhältnis und stellen damit kein sinnvolles Element für eine neue Systematik dar. Für eine umfangreichere Bewertung wird auf die [BDEW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zu Einspeiseentgelten](#) verwiesen. Auch in dem von der BNetzA in Auftrag gegebenen Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass Einspeiseentgelte voraussichtlich keinen großen Beitrag zur nachhaltigen Entlastung der Verbraucher leisten können. Darüber hinaus verweisen die Gutachter auf die negativen Wohlfahrtseffekte durch Investitionszurückhaltung bzw. vorzeitige Stilllegungen.

Hinzu kommt, dass ein jährlich neu bestimmter Einspeise-Kapazitätspreis erhebliche Unsicherheiten für langfristige Investitions- und Finanzierungsentscheidungen schafft. Erzeugungsanlagen werden regelmäßig auf Grundlage langfristiger Wirtschaftlichkeitsberechnungen finanziert und vermarktet. Ein über die Investitionslaufzeit nicht vorhersehbarer

Netzentgeltbestandteil erhöht die Finanzierungskosten, erschwert die Planbarkeit und wird Auswirkungen auf die Gebotswerte haben und über Risikoaufschläge die Gesamtkosten erhöhen.

Sollte das Instrument trotzdem weiterhin für die Einführung vorgesehen werden, sind insbesondere die folgenden Punkte zu beachten:

- › Bei der Kalkulation der Höhe der Finanzierungsentgelte für Erzeugeranlagen bezieht sich die BNetzA als Rechtsgrundlage auf die europäischen Leitlinien für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsnetzentgelte gem. Teil B Nr. 3 Abs. 1 VO (EU) 838/2010. Der bestehende ITC-Rahmen leistet einen wichtigen Beitrag zu einem funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt, indem er die durchschnittlichen Netzentgelte für Einspeiser in den meisten Mitgliedstaaten auf 0,5 Euro/MWh begrenzt. Der BDEW sieht die Pläne der Kommission, Anhang B der ITC-Verordnung (838/2010) über den finanziellen Ausgleich zwischen europäischen Übertragungsnetzbetreibern aufzuheben, mit sehr großer Sorge. Sofern die Bundesnetzagentur an der Einführung von Finanzierungsentgelten für Erzeugungsanlagen festhält, muss sie sicherstellen, dass eine langfristige Planbarkeit gewährleistet ist und unerwartete oder willkürliche Steigerungen der Kalkulationsbasis von Einspeiseentgelten ausgeschlossen sind.
- › Soweit Einspeiseentgelte für staatlich geförderte Anlagen (EEG, KWKG, Erzeugungskapazitäten gemäß StromVKG ab 2027) eingeführt werden, müssen deren Auswirkungen zudem bei der Ausgestaltung der jeweiligen Ausschreibungen berücksichtigt werden. Insbesondere müssen die einschlägigen Höchstwerte so angepasst werden können, dass die regulatorisch neu verursachten Kosten bei der Gebotskalkulation angemessen berücksichtigt werden können. Andernfalls besteht das Risiko, dass administrativ festgelegte Höchstwerte die zusätzlichen Netzentgeltbelastungen nicht abbilden und dadurch die Realisierung wirtschaftlich tragfähiger Projekte erschweren.
- › Der erforderliche Datenpunkt Einspeisekapazität ist grundsätzlich herausfordernd und bei den VNB ggf. nicht in der Breite verfügbar. Denn nicht für alle Kunden bestehen vertraglich vereinbarte Anschlusskapazitäten (oftmals wird auch Scheinleistung statt Wirkleistung vereinbart). Hier ist zu definieren, welche alternativen Ansätze in solchen Fällen verfolgt werden sollen.
- › Bei bestimmten flexiblen Netzanschlussvereinbarungen kann sich die mögliche Einspeisekapazität im Jahresverlauf verändern. Hier ist klarzustellen, für welche Kapazität in diesen Fällen das Einspeise-Kapazitätsentgelt abgerechnet wird. Dabei ist sicherzustellen, dass keine Kapazität bepreist wird, die dem Anschlussnutzer aufgrund einer

flexiblen Netzanschlussvereinbarung tatsächlich nicht gesichert zur Verfügung steht. Insbesondere darf nicht ohne Weiteres auf eine theoretische technische Maximalleistung der Anlage abgestellt werden. Die Bemessungsgrundlage muss die konkreten vertraglichen Einschränkungen der Einspeisemöglichkeit sachgerecht berücksichtigen.

- › Weiterhin ist klarzustellen, dass das Einspeiseentgelt nur anteilig zu zahlen ist, wenn z.B. eine neue Anlage unterjährig in Betrieb geht.
- › Aktuell deutet der Entwurfstext darauf hin, dass im ersten Jahr der Abrechnung von Einspeiseentgelten eine Datenübermittlung und -lieferung für die vergangenen fünf Jahre erforderlich ist (siehe Tenorziffer 9.3 und Erläuterung in Ziffer 13.6.4). Die BNetzA sollte klarstellen, ob dies zutreffend ist.
- › Bei der Abgrenzung der zahlungspflichtigen Erzeugungsanlagen in Rdz. 329 (S. 131) spricht die BNetzA zwar Anlagen in der Netzreserve an (Differenzierung zwischen Anmeldung zur vorläufigen vs. endgültigen Stilllegung) geht aber nicht explizit auf Anlagen in der Kapazitätsreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel oder Anlagen der ZGS bzw. Sicherheitsreserve gemäß KVBG ein. Hier sollte ebenfalls klargestellt werden, dass auch diese vom Kapazitätspreis befreit sind, da diese keine „Einspeisekapazität für eine eigenverantwortliche Netznutzung“ bereitstellen.
- › Der Kapazitätspreis für Einspeiser stellt eine erhebliche zusätzliche wirtschaftliche Belastung für bestehende Erzeugungskapazitäten dar, die deren Rentabilität unmittelbar untergräbt. Im Gegensatz zu für eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt zulässige Erzeugungsanlagen können Stein- und Braunkohlekraftwerke wegen des EU-Emissionsgrenzwerts von 550 g_{CO2}/kWh diese Kosten auch nicht über den zukünftigen deutschen Kapazitätsmarkt zurückverdienen. Die Einführung von Einspeiseentgelten droht die Fixkosten derart zu erhöhen, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb einzelner Anlagen nicht mehr darstellbar sein wird. Die logische Konsequenz ist eine signifikant steigende Wahrscheinlichkeit für die vorzeitige Stilllegung dieser Anlagen. Sollten systemrelevante Kapazitäten aufgrund ihrer künstlich herbeigeführten Unwirtschaftlichkeit in die Netzreserve überführt werden müssen, führte dies zu einer ökonomischen Fehlsteuerung mit erheblichen Mehrkosten. Anstatt mit dem Anlageneinsatz die Netzkosten und Großhandelspreise zu senken, würde die Vorhaltung in der Netzreserve zusätzliche Kosten für die Netznutzer hervorrufen.
- › Für Standorte mit Erzeugungsanlagen, an denen am selben Netzanschlusspunkt gleichzeitig Verbraucher, beispielsweise Großwärmepumpen oder Elektrokessel, betrieben werden, werden nach derzeitiger Lesart sowohl vollumfänglich Einspeiseentgelte für die Erzeugungsanlagen als auch die verbrauchsorientierten Netzentgelte nach dem

Grundmodell für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 kWh in voller Höhe erhoben. Gerade für integrierte Anlagenstandorte, welche dargebotsorientiert sowohl in das Netz einspeisen als auch Strom aus dem Netz beziehen können, besteht ein großes Potenzial an Flexibilität und Netzdienlichkeit, welches durch den vorliegenden Festlegungsentwurf nicht honoriert wird. Vielmehr kommt es zu einer Mehrfachbelastung, die einer systemeffizienten Ausgestaltung entgegensteht. Dieses große Potenzial netzdienlicher Flexibilität sollte im Rahmen der künftigen Netzentgeltsystematik adressiert und angereizt werden.

- › Anders als aktuell in Tenor 9.2 vorgesehen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber ihre Einspeiseentgelte bereits zum 1. Oktober (anstatt zum 15. Oktober) veröffentlichen. Zum einen wäre dies konsistent mit den übrigen Veröffentlichungsfristen. Zum anderen benötigen die VNB vor ihrer Veröffentlichungspflicht am 15. Oktober rechtzeitig die Informationen zum einheitlichen ÜNB-Einspeiseentgelt.
- › Die Anknüpfung der Zahlungspflicht an Angaben des Marktstammdatenregisters schafft zusätzliche Abhängigkeiten und potenzielle Inkonsistenzen in den Abrechnungsprozessen. Die installierte Bruttoleistung wird vom Netzbetreiber verantwortet, der dementsprechend auch auf Basis seiner Daten Abrechnungsprozesse bedienen sollte. Es ist nicht zu empfehlen, das Marktstammdatenregister mit den Abrechnungsprozessen zu verknüpfen.
- › Die Ausnahme für Prosumer mit Grundpreisaufschlag verknüpft die Zahlungspflicht einer erzeugenden Marktlokation mit Eigenschaften und Entgelten einer verbrauchenden Marktlokation. Diese objektübergreifende Logik erhöht die Komplexität erheblich und kann unterschiedliche Anschluss- und Versorgungskonzepte sachlich ungleich behandeln.
- › In Bezug auf die Rechnungslegung muss konkretisiert werden, ob eine integrierte Rechnungslegung mit der Einspeisevergütung möglich ist. Die Regelung wechselt zwischen Netznutzer und Anlagenbetreiber als Zahlungspflichtigem. Damit bleibt offen, ob eine Abrechnung über einen Lieferanten im Rahmen eines integrierten Netznutzungsmodells zulässig oder eine separate Abrechnung zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber zwingend ist. Zur Vermeidung doppelter Prozess- und Abrechnungskosten muss der Zahlungspflichtige eindeutig und durchgängig festgelegt werden.

3.10 Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Positiv ist die Verzahnung mit den Regelungen des Festlegungsverfahrens zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL), mit der bidirektional nutzbare Ladepunkte anlagengekoppelten Speichern gleichgestellt werden sollten. In diesem Zusammenhang sollte

die BNetzA jedoch klarstellen, dass für die Arbeitspreisbefreiung zwischengespeicherter Strommengen sämtliche in MiSpeL definierten Messkonzepte, einschließlich der Pauschaloption, als geeignete messtechnische Abgrenzung gelten. Ziffer 10.2 beschreibt, dass Mengen, die eine anlagengekoppelte Stromspeicheranlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und darin wieder zurückspeist, nur 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. Dieser Satz 3 schließt damit die Anwendbarkeit der Pauschaloption gemäß dem aktuellen Arbeitsstand des Tenors der MiSpeL-Festlegung vom 05.08.2026 aus. Demnach fiel die Pauschaloption für die Netzentgeltbefreiung aufgrund der Verpflichtung zur messtechnischen Erfassung aus. Um Inkonsistenzen zu vermeiden und dauerhafte Regelungen zu etablieren, müssen die Vorgaben der Verfahren AgNes und MiSpeL rechtsicher harmonisiert werden, sodass alle in MiSpeL möglichen Konstellationen auch in AgNes zulässig sind.

Es muss klargestellt werden, dass betriebsnotwendige Eigen- und Hilfsverbräuche diese Einordnung nicht gefährden. Die derzeitige Regelung klärt dies nicht ausdrücklich, sodass offen ist, ob betriebsnotwendige Hilfsverbräuche diese Einordnung gefährden und den Speicher damit aus dem günstigen Kapazitätsentgelt drängen. Hier besteht das Risiko, dass der Entwurf de facto bestimmte Anlagendesigns benachteiligt. Für eigenständige Speicheranlagen muss zudem eindeutig bestimmt werden, welche Kapazität für das Kapazitätsentgelt maßgeblich ist, wenn vertraglich vereinbarte Netzbezugs- und Einspeisekapazität voneinander abweichen.

Zu beachten ist auch, dass Pumpspeicher bei geplanten Revisionen und Instandhaltungen oftmals über einen längeren Zeitraum – teilweise auch über ein Jahr – stillstehen. In dieser Zeit würden dennoch Netzentgelte anfallen, auch wenn die Kraftwerke in dieser Zeit dauerhaft gesichert keine Kapazität beanspruchen. Auch bei netzgekoppelten Stromspeicheranlagen wird der Betreiber als Zahlungspflichtiger benannt, obwohl die Festlegung einleitend auf Netznutzer abstellt. Zusätzlich ist unklar, welcher Markt- beziehungsweise Abrechnungslokation das Kapazitätsentgelt zuzuordnen ist. Wir halten eine ausdrückliche Zuordnung zur relevanten Einspeise- oder Entnahmerichtung und zur entsprechenden Marktllokation für zwingend erforderlich.

Die Begriffe Stromspeicheranlage, Erzeugungsanlage, Letztverbrauchsanlage und Entnahmestelle werden nicht trennscharf verwendet. Insbesondere bleibt offen, welches konkrete Abrechnungsobjekt bei der gemeinsamen Betrachtung mehrerer Anlagen und Entnahmestellen maßgeblich ist. Die Regelung sollte auf eindeutig definierte Begriffe abstellen und die Zusammenführungslogik vollständig beschreiben.

Ein anlagengekoppelter Speicher soll nach dem Festlegungsentwurf eine „Schicksalsgemeinschaft“ mit der Erzeugungsanlage eingehen. Voraussetzung dafür ist, dass derselbe Netznutzer die Erzeugungsanlage(n) und den Speicher betreibt. Hierbei darf die Definition desselben

Netznutzers nicht zu eng gefasst werden. In der Praxis werden z.B. EE-Projekte und gekoppelte BESS-Projekte in einzelnen Projektgesellschaften verwirklicht, da die Bankenfinanzierung diese Struktur vorgibt. Der anlagengekoppelte Speicher würde also von einer separaten Gesellschaft betrieben, die aber dem gleichen Investor gehört. Daher sollte die BNetzA klarstellen, dass die Definition desselben Netznutzers auch verbundene Unternehmen gemäß §15 AktG mit einschließt.

3.11 Finanzierungsentgelte für Elektrolyse

Zur Erhöhung der Rechts- und Investitionssicherheit für Elektrolyseure sollte die Begründung des Sonderentgelts entsprechend klarstellen, dass die Regelung nicht allein auf Art. 18 Abs. 2 lit. f der Verordnung (EU) 2019/943 gestützt wird. Stattdessen sollte auch die Begründung der Sondernetzentgelte für Elektrolyseure in der AgNes-Festlegung breiter gefasst werden. Denn neben der Rolle von Elektrolyse in den nationalen Klima- und Energieplänen, auf die sich Art. 18 Abs. 2 lit. f der Verordnung (EU) 2019/943 stützt, gibt es u.a. folgende weitere Grundlagen für die Begründung:

- › Die Rolle von Elektrolyse als Speicher im Energiesystem: Art. 18 Abs. 2 e) VO (EU) 2019/943 sieht vor, dass das Entgeltregime u.a. Energiespeicherung unterstützen soll. Laut Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EU) 2019/944 in Artikel 2 Nr. 59 und Energiewirtschaftsgesetz §3 Nr. 36 ist eine „Energiespeicheranlage eine Anlage in einem Elektrizitätsnetz, [...] mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform und [...] ihre anschließende Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt.“ Damit zählen Elektrolyseure zwar nicht zu Strom- aber zu Energiespeichern, welche nach Artikel 18 Abs. 2 e) in den Tarifmethoden unterstützt werden sollen.
- › Die besondere Systemfunktion von Elektrolyse für das Energiesystem aufgrund ihrer potenziellen Flexibilität, ihrer Bedeutung für die Integration erneuerbarer Strommen und ihrer Rolle bei der Vermeidung von Abregelung und Engpasskosten stellt eine weitere Grundlage dar: Diese Systemfunktionen werden in Art. 18 Abs. 1 bis 3 in der Verordnung als Begründungen für Sondernetzentgelte aufgeführt. Insbesondere werden durch die Sondernetzentgelte für Elektrolyseure auch Investitionen zur Optimierung des bestehenden Netzes (Art. 18 Abs. 2 d)) gefördert und Innovationen im Bereich Flexibilitätsleistungen erleichtert (Art. 18 Abs. 2 g)).

Art. 18 Abs. 2 lit. f bestätigt und verstärkt diese Wertung mit Blick auf die Verwirklichung nationaler Energie- und Klimaziele. Angesichts des laufenden europäischen Gesetzgebungsverfahrens zur Änderung der Strombinnenmarktverordnung sollte die Begründung aber so ausgestaltet werden, dass die Sonderentgeltsystematik für Elektrolyseure auch unabhängig von der konkreten Fortgeltung dieser Einzelbestimmung tragfähig bleibt.

Das Sondernetzentgelt für Elektrolyseure soll lediglich für die ausschließliche Herstellung von erneuerbarem zw. kohlenstoffarmem Wasserstoff gewährt werden. Eine Mischproduktion mit Wasserstofferzeugung aus Graustrom ist Stand jetzt nicht erlaubt. Dies sollte zumindest so erweitert werden, dass eine Produktion von mit Graustrom erzeugtem Wasserstoff zur Vermeidung von Shutdowns und zur Prozessoptimierung erlaubt ist.

Für den Fall, dass der Elektrolyseur eine eigene Netzentnahmestelle (Netzanschluss) hat, sind die Regelungen klar. Offen bleibt dagegen der Fall, dass ein Elektrolyseur hinter einer bestehenden Entnahmestelle betrieben wird und sich den Netzanschluss mit einem Industriebraucher teilt. Der Entwurf enthält dafür keine ausdrückliche Regelung. Insbesondere gibt es keine Aussage, ob ein Elektrolyseur innerhalb einer gemeinsamen Entnahmestelle weiterhin separat behandelt werden kann oder ob automatisch die gesamte Entnahmestelle als ein Verbraucher betrachtet wird. Es ist klarzustellen, ob die bisher angewendete „kaufmännisch-bilanzielle Betrachtung“ in Kombination mit einem geeigneten Messkonzept weiterhin anwendbar ist. Die Frage ist, ob eine messtechnische Abgrenzung von der BNetzA für die Anwendung unterschiedlicher Netzentgeltregime weiterhin anerkannt wird. Sollte die BNetzA tatsächlich eine eigenständige Behandlung von Elektrolyseuren beabsichtigen, müsste sie entweder eine eigene Entnahmestelle verlangen oder eine messtechnische Abgrenzung innerhalb einer gemeinsamen Entnahmestelle zulassen. Genau diese Frage beantwortet der aktuelle Entwurf jedoch nicht.

Hinsichtlich des Sondernetzentgeltes für erneuerbare bzw. kohlenstoffarme Elektrolyse stellt die Bundesnetzagentur erkennbar auf Art. 18 Abs. 2 Buchstabe f der Verordnung (EU) 2019/943 ab, wonach Tarifmethoden zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele beitragen können. Dieses Argument greift nicht nur für Elektrolyseure. Es greift auch für strombasierte Wärmeerzeuger in Wärmenetzen, weil der NECP die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung in Fernwärme und Fernkälte ausdrücklich als Baustein der Dekarbonisierung benennt. Allein für Großwärmepumpen wird im NECP ein Zubau von 4 GW pro Jahr als notwendig ausgewiesen. Zudem konkretisiert die BEW-Richtlinie mit ausdrücklichem NECP-Bezug die Transformation von Wärme- und Kältenetzen. Großwärmepumpen und Elektrokessel sind damit mindestens mittelbar, nach der genannten NECP-Passage aber auch unmittelbar von den nationalen Energie- und Klimaplänen erfasst. Sofern für strombasierte Wärmeerzeuger (Elektrokessel und Großwärmepumpen) nicht die gleichen Regelungen zu Grunde gelegt werden, wie es für die Bestimmung der Netzentgelte für Elektrolyseure der Fall ist, macht diese mögliche Diskriminierung die Festlegung rechtlich angreifbar. Die Zahlen zeigen, dass Elektrokessel und Großwärmepumpen stromseitig keine nachrangigen Einzelanwendungen, sondern planungsrelevante Großverbraucher und Flexibilitätsoptionen des zukünftigen Stromsystems sind. Sie stehen in derselben systemischen Kategorie wie

Elektrolyseure und andere flexible Lasten, weil ihr Einsatz zeitlich verschoben, netzdienlich gesteuert und an Erneuerbaren-Erzeugung sowie Strompreissignalen ausgerichtet werden kann.

Hinsichtlich der Begriffe für Wasserstoff und deren Zuordnung zu erneuerbar bzw. kohlenstoffarm sollte darauf geachtet werden, dass die Begriffsbezeichnungen der Umsetzung des EU-Gas-/Wasserstoffpakets und den damit im Energiewirtschaftsgesetz aufgenommenen gesetzlichen Begriffsdefinitionen entsprechen.

3.12 Entgelte mit Anreizfunktion

Aus Sicht des BDEW ist der Mehrwert von dynamischen Netzentgelten, verglichen mit den damit verbundenen Kosten, fraglich. Ausführliche Einordnungen dazu sind auch in der [BDEW-Stellungnahme vom 26. Februar 2026 zu den BNetzA-Orientierungspunkten](#) zu finden. Positiv ist, dass die BNetzA eine Kosten-Nutzen-Analyse zu diesem Instrument vornehmen will. Wichtig ist dabei, gegenüber dem heutigen Regime des kostenbasierten Redispatch eine übermäßige Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien, einen Mehreinsatz von Gaskraftwerken und steigende Großhandelsstrompreise zu vermeiden. In diesem Zusammenhang ist es unverständlich, dass bereits vor Beginn der entsprechenden Analyse mit dem vorliegenden Festlegungsentwurf Fakten für eine spätere Einführung dynamischer Netzentgelte geschaffen werden. Dabei sind Ex-Post-Betrachtungen unzureichend, um die mit Randnummer 12.4 intendierte Wirkung der Standort- und Investitionsentscheidungen zu erreichen; hierfür wären verbindliche Prognosen für mehrere Jahre im Voraus erforderlich.

Die Entscheidung, ob dynamische Netzentgelte überhaupt eingeführt werden, muss offenbleiben, bis diese Prüfungen abgeschlossen sind. Anstatt bereits jetzt Einführungsfristen für dynamische Entgelte zu definieren, muss die Kosten-Nutzen-Analyse ergebnisoffen vorgenommen werden und signifikante Kostenvorteile für das deutsche Stromsystem aufzeigen, welche die steigenden Risikoprämien für Neuinvestitionen mehr als ausgleichen. Dabei müssen Effekte dieses Instruments mit denen anderer diskutierter Instrumente (Baukostenzuschuss, Netzananschlusspaket etc.) abgeglichen und vertieft analysiert werden, um Überschneidungen und Überregulierung zu vermeiden. Erst auf dieser Basis können sinnvoll weitere Überlegungen angestellt werden, wobei am Ex-ante Ausschluss der Offshore-Anlagen festzuhalten ist. Gleiches gilt für das Medium oder eine Plattform zur Netzenspasstransparenz. In jedem Fall müssten in einem separaten Regelungsverfahren dazu insbesondere die praktische Umsetzbarkeit und Einfachheit der Vorgaben im Mittelpunkt stehen.

3.13 Sonderformen der Netznutzung

Fraglich ist, wie die Regelung für gepoolte Transite (Saldierung von zeitgleicher Entnahme- und Rückspeisemengen unterschiedlicher Entnahmestellen) im neuen Netzentgeltsystem

implementiert werden kann, um die bestehenden Vorteile der effizienten Kapazitätsnutzung auch weiterhin aufrecht zu erhalten. Bei Weiterverteilern z. B. fehlt aufgrund der neuen Kostenwälzungslogik (netzbezogener Letztverbrauch) der Anreiz, dies zu tun.

3.14 Verprobung

Die vorgesehene Nachweispflicht für Netzbetreiber, wenn sie Netzentgelte zum endgültigen Zeitpunkt neukalkuliert haben, sollte gestrichen werden. Alle Infos werden bereits im Erhebungsbogen und Entgeltbericht ausführlich dargelegt. Diese neue Nachweispflicht würde mit zusätzlicher Bürokratie ohne Mehrwert einhergehen.

Auch sollte die Pflicht zur Anfertigung eines Entgeltberichts entfallen. Alle erforderlichen Informationen werden in den Erhebungsbögen erfasst und diese wurden von der BNetzA seit Jahren weiterentwickelt. Dieses Verfahren sollte auf die bevorstehenden Neuerungen ausgedehnt werden und ggf. konkretisiert werden, sodass ein zusätzlicher bürokratischer Aufwand obsolet wird.

3.15 Aufschlag für besondere Netznutzung

Es ist grundsätzlich zu begrüßen, dass sich die vorgesehene Ausgestaltung der Umlagesystematik des Aufschlags für besondere Netznutzung (AbN) eng an den Regelungen des EnFG orientiert. Dadurch wird das Umlagesystem insgesamt vereinheitlicht, vereinfacht und entbürokratisiert. Allerdings bedarf es noch weiterer Konkretisierungen, um eine rechtssichere Umsetzung sicherzustellen. Die vorgesehene Regelung, die die Pflicht zur Führung eines separaten Kontos für den AbN begründet, hat bürokratischen Mehraufwand und damit höhere Kosten zur Folge. Auf diese sollte verzichtet werden. Die weiterhin gemeinsame Veröffentlichung aller Umlagen inkl. des AbN am 25. Oktober eines Jahres ist zielführend. Allerdings sollte eine Anpassungsmöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, dass sich die zugrundeliegenden Umstände bspw. durch einen Bundeszuschuss in erheblichem Maße ändern.

Wir verstehen Ziffer 1.2 so, dass die gesamte AgNes-Festlegung ab dem 1.1.2029 gelten soll. Ziffer 15.1 regelt die Angleichung der AbN-Abwicklung an das EnFG-Regime. Zudem umfasst Ziffer 15.1 Kosten, die sich aus Festlegungen ergeben, die auf Grundlage von § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3i EnWG erlassen wurden, insbesondere aus der Festlegung BK8-24-001-A. Bis zum 31.12.2028 soll die Abwicklung des AbN einschließlich der EE-bedingten Mehrkosten gemäß der derzeit gültigen StromNEV erfolgen. Nach diesem Verständnis bedarf es einer Folgeanpassung der Festlegung BK8-24-001-A mit Wirksamkeit ab dem 1.1.2029, da dort in den Ziffern 6 und 7 bezüglich der Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten auf die StromNEV verwiesen wird.

3.16 Dokumentation

Keine Anmerkungen

3.17 Übergangsvorschriften

Allgemeine Hinweise zu den Übergangsvorschriften

Zu den Regelungsvorschlägen zum Vertrauensschutz in Verbindung mit den Kriterien des Inbetriebnahmedatums und der finalen Investitionsentscheidung hat der BDEW bereits in seiner [Stellungnahme zum AgNes-Zwischenstand vom 13. Juli 2026](#) ausführlich seine Kritik dargelegt. Für die grundsätzliche Einordnung wird auf die damalige Stellungnahme verwiesen. Die Regelung bzgl. der erforderlichen Investitionsentscheidung benachteiligt kommunale Unternehmen aufgrund der häufig erforderlichen Zustimmung der Kommunalaufsicht/des Regierungspräsidiums. Hier sind längere Fristen für kommunale Unternehmen erforderlich.

Die BNetzA führt aus, dass nach dem Datum des 04. August 2029 zu erwarten sei, dass Anlagenbetreiber bei der Planung der Inbetriebnahme und Kalkulierung der Investitionsentscheidung seit Bekanntgabe dieser Festlegung ausreichend Zeit hatten, die Auswirkungen der Zahlungspflicht aus Einspeiseentgelten bewerten zu können. Dieser Sachverhalt adressiert jedoch keine Projekte, deren Investitionsentscheidung vor Bekanntgabe dieser Festlegung erfolgte und welche einen Realisierungszeitraum von planmäßig mehr als vier Jahren aufweisen. Gerade große Kraftwerksanlagen als kapitalintensive große Bauvorhaben oder Pumpspeicher mit umfassenden Erdbewegungen haben in der Regel Realisierungszeiten von vier bis sieben Jahren, für komplexe Vorhaben auch länger. Es wäre unsachgemäß, diese Investitionsentscheidungen gegenüber Investitionen mit projektspezifisch geringerer Realisierungszeit zu diskriminieren. Die BNetzA führt darüber hinaus aus, dass eine Gleichbehandlung zu den Übergangsregelungen zur Netzentgeltbefreiung für Speicher gemäß § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG erfolgen soll, für die eine weitere Übergangsregelung nach Ablauf des 3. August 2029 nicht vorgesehen sei. Die Bundesnetzagentur unterschlägt bei dieser Betrachtung jedoch den Umstand, dass Einspeiser bis zur Veröffentlichung der Orientierungspunkte - im Gegensatz zu den nach der Begründung gleich zu behandelnden Vorhaben mit dem gesetzlich festgeschriebenen Ende des § 118 Abs. 6 EnWG - nicht mit der Einführung von Einspeiseentgelten rechnen konnten.

In der Festlegung sollte berücksichtigt werden, dass für die ursprüngliche fristgerechte finale Investitionsentscheidung ein anschließender Bestellvorgang unschädlich ist – und damit auch für die Netzentgeltbefreiung für das Vorhaben –, wenn ein Vorhabenträger eines Projektes aus Gründen, die er nicht zu verantworten hat (Vertragsverstöße des Lieferanten, Kostensteigerungen durch höhere Gewalt, Insolvenzen etc.), einen Liefervertrag auflösen bzw. rückabwickeln muss, sofern eine Inbetriebnahme bis zum 4. August 2029 erfolgt ist. Zudem sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass aufschiebende Bedingungen, deren Eintritt nicht im

Einflussbereich des Investors liegt (z.B. Abschluss eines Netzanschlussvertrags, behördliche Genehmigungen oder behördliche Freigaben), die Anerkennung eines Vertrags als bindenden Bestandteil einer finalen Investitionsentscheidung nicht ausschließen. Es sollte zudem klargestellt werden, dass der Vertrauensschutz projektbezogen und nicht eigentümerbezogen ausgestaltet ist. Ein Verkauf eines Projekts oder der Wechsel der Projektgesellschaft darf nicht zum Verlust bestehender Vertrauensschutztatbestände führen.

Eindeutig unsachgemäß und daher abzulehnen ist die angestrebte Vorgabe der Bundesnetzagentur, die Erfüllung des Kriteriums der finalen Investitionsentscheidung durch den Netzbetreiber überprüfen und darüber entscheiden zu lassen. Solche hoheitlichen Aufgaben sind durch die Regulierungsbehörde zu übernehmen und können nicht auf die Netzbetreiber abgewälzt werden, die hier mit zusätzlichem Aufwand und rechtlichen Unsicherheiten belastet werden würden. Dabei bleibt völlig unklar, wie der Nachweis „in geeigneter Weise“ erfolgen und durch den Netzbetreiber geprüft werden soll. Offen bleiben sowohl Form als auch Inhalt des Nachweises sowie die erforderliche Prüfungstiefe. Nachzuweisen sind laut Festlegungsentwurf unter anderem die hälftige Abdeckung des Investitionsvolumens und der „wesentliche Vermögensschaden“ (Ziffer 2 Nummer 1). Hierbei handelt es sich um zwei unbestimmte Rechtsbegriffe. Die Netzbetreiber können ohne weitere Konkretisierungen nicht erkennen, wann sie ihrer Pflicht Genüge getan haben. Außerdem lässt der Entwurf offen, wer bei streitigem Nachweis entscheidet, welche Rechtsfolge das Verstreichen der Frist (31. März 2027) hat und was bei einem nachträglich unzutreffenden Nachweis gilt. Die Netzbetreiber tragen damit das gesamte Auslegungs-, Prozess- und Erlösrisiko einer in ihren Tatbestandsmerkmalen unbestimmten und in ihren Rechtsfolgen zu offenen Regelung. Die Übertragung dieser Aufgabe auf die Netzbetreiber kann überdies zu bundesweit uneinheitlichen Ergebnissen führen, was unter dem Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit nicht Ziel der Bundesnetzagentur sein kann.

Entgelte nach Tenorziffern 9, 10 und 11 werden erst ab dem 1. Januar 2029 erhoben und ein Nachweis bereits im ersten Quartal 2027 erforderlich gemacht. Aus Verwaltungspraxis scheint diese Frist nicht erforderlich. Der BDEW regt an, diese Frist auf den 30. Juni 2027 zu legen. Die Rechtsfolge einer Fristversäumnis ist überdies im Entwurf ungeregelt.

Die BNetzA sollte ein einheitliches Nachweisverfahren für die Inanspruchnahme der Übergangsregelungen vorgeben. Dies kann beispielsweise über ein Standardformular oder eine Eigenenerklärung erfolgen. Die Vorlage vollständiger EPC-, Liefer- oder Finanzierungsverträge ist aus Gründen des Geschäftsgeheimnisschutzes und bestehender Vertraulichkeitsvereinbarungen regelmäßig nicht praktikabel.

Detailvorgaben zur Marktkommunikation sollten nicht isoliert in dieser Festlegung erfolgen, sondern in den dafür vorgesehenen Prozess- und Formatfestlegungen konsistent ausgestaltet werden. Der beschriebene Informationsweg über die Energierechnung gewährleistet bei

rollierender Abrechnung keine rechtzeitige Information aller Betroffenen vor dem Abrechnungsbeginn 2029. Erforderlich sind ein frühzeitiger, standardisierter Datenaustausch durch den Netzbetreiber und ein belastbarer Prozess, der Informationspflicht und Netznutzungsabrechnung zeitlich und fachlich trennt.

Übergangsregelung für individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (17.1 bis 17.3)

Die prozentuale Rabattierung ist für die Regelung nach §19 Abs. 2 S.1 StromNEV „Atypische Netznutzung“ dahingehend geregelt, dass für die Jahre 2029-2031 der Durchschnitt der Jahre 2024-2027 herangezogen wird. Klarzustellen ist, ob bei der Ermittlung des Durchschnitts sämtliche Referenzjahre oder nur die Jahre berücksichtigt werden, in denen die Voraussetzungen für die Rabattierung erfüllt waren. So stellt sich beispielsweise die Frage, ob bei einer Rabattierung von 20 % in den Jahren 2024 bis 2026 und einer Nichterfüllung der Voraussetzungen im Jahr 2027 ein Durchschnitt von 15 % oder 20 % anzusetzen ist.

Die Rabattierung für die Regelung nach §19 Abs. 2 S.2 StromNEV „Bandlastkunden“ ist im aktuellen Entwurf nicht geregelt. Zwar könnte die bisherige Ermittlungslogik „physikalischer Pfad“ in das neue Netzentgeltsystem überführt werden, dies bedarf aber einer weiteren detaillierten Ausführung sowie Anpassungen (Kapazitätspreis, Netzreservekapazität, spezifische Betriebsmittelpreise, etc.) in der Festlegung. Die operative Umsetzung und Prüfung wäre so für den Netzbetreiber mit erheblichem Aufwand verbunden. Dieser könnte bei der analogen Anwendung der Regelung nach §19 Abs. 2 S.1 StromNEV – Rabattierung anhand des Durchschnitts 2024-2027 – erheblich vereinfacht werden.

Die Übergangsregelung für Netznutzer in der Atypik soll nur für Netznutzer mit mindestens 10 GWh Jahresverbrauch greifen. Das schließt einige aus, für die auch bei einer Reform der Industrieentgelte vermutlich erst Ende 2031 (Auslaufen Übergangsregelung, Greifen neue Industrieentgelte) eine neue Systematik Flexibilität anreizen würde. Diese Lücke kann negative Auswirkungen auf das Industriekundengeschäft haben.

Die Flexibilitätspotentiale großer Verbraucher z.B. von Power-to-Heat-Anlagen in Kombination mit einem Wärmespeicher, die über § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV sehr flexibel eingesetzt werden, sowie öffentliche Ladeparks, die mit Batteriespeichern kombiniert werden, werden perspektivisch durch das Grundmodell aus Kapazitätspreis und zwei Arbeitspreisen nicht mehr angereizt. Dies kann bei diesen Verbrauchern zu erheblichen Kostensteigerungen führen. Es braucht auch perspektivisch Anreize zum Beispiel über eine echte positive Entgeltentlastung für netzdienliches Verhalten. Eine Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV kann hier das richtige Instrument sein, um für netzdienliche Flexibilität die richtigen Anreize zu setzen und sollte aus Sicht des BDEW mit diesem Anspruch dringend weiterentwickelt werden. Die ursprüngliche Argumentation, dass die heutigen

Teilnehmer der atypischen Netznutzung in Zukunft über ein neues dynamisches Netzentgelt zur flexibleren Netznutzung angereizt werden, ist durch den vollständigen Verzicht der BNetzA auf solche Netzentgelte für Verbraucher hinfällig geworden. Die atypische Netznutzung sollte daher bestehen bleiben und im besten Fall weiterentwickelt werden.

Übergangsregelungen für Erzeugungsanlagen (17.4)

Die Regelungsvorschläge zur Frage, wann eine Modernisierung eine neue Inbetriebnahme zur Folge hat und wann nicht, sind aus Sicht des BDEW überarbeitungsbedürftig. Die Übergangsregelung stellt zwar zutreffend klar, dass der Austausch einzelner technischer oder baulicher Komponenten nach der erstmaligen Inbetriebnahme nicht zu einer neuen Inbetriebnahme führt. Nicht adressiert werden jedoch Fälle umfassender Modernisierungen, bei denen ein wesentlicher Teil der Anlagentechnik erneuert wird und Investitionen in erheblicher Größenordnung anfallen. In diesen Fällen kann die ausschließliche Anknüpfung an die historische Erstinbetriebnahme zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Schlechterstellung gegenüber Neubausprojekten führen. Gerade im Bereich von KWK- und GuD-Anlagen existieren etablierte gesetzliche Kriterien zur Abgrenzung zwischen laufender Instandhaltung und förderfähiger Modernisierung, welcher letztlich eine umfängliche Investitionsentscheidung zu Grunde liegt. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) erkennt umfassende Modernisierungsmaßnahmen ausdrücklich als eigenständigen Investitionstatbestand an und knüpft hieran konkrete Mindestinvestitionen und Fördertatbestände. Vor diesem Hintergrund sollte für umfassend modernisierte Erzeugungsanlagen eine explizite Aufnahme in den Bestandsschutztatbestand ergänzt werden. Denkbar wäre insbesondere eine Anlehnung an die im KWKG bereits etablierten Modernisierungstatbestände, um erhebliche Modernisierungsinvestitionen regulatorisch angemessen zu berücksichtigen und Investitionsanreize für die Erneuerung des Kraftwerks nicht zu beeinträchtigen.

Zum Mindestkriterium von 50 % der Investitionskosten wird in der Begründung ausgeführt, dass die Bezugsgröße die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Anlagenkomponenten sei, für die eine vertragliche Bindung in entsprechender Höhe entstanden sein muss. Dies erscheint nicht hinreichend sachlich begründet und kann Fehlanreize bei der Vertragsgestaltung erzeugen. Insbesondere darf der Vertrauensschutz nicht davon abhängen, dass Projektträger allein zu Nachweiszwecken hohe Rücktrittspönalen oder sonstige wirtschaftlich nachteilige Vertragsbedingungen vereinbaren. Maßgeblich sollte vielmehr sein, ob aufgrund der bereits eingegangenen verbindlichen Verpflichtungen eine wirtschaftlich relevante und praktisch irreversible Investitionsentscheidung vorliegt. Auch hier muss klar definiert werden, welche Kostenpositionen im Investitionsvolumen enthalten sind. Zudem sollte präziser formuliert werden: Es sollte auf das „vertraglich gebundene Investitionsvolumen“ Bezug genommen werden. Der Festlegungsentwurf sieht vor, dass neben der verbindlichen Bestellung in Höhe von mindestens 50 % des

Investitionsvolumens auch ein Vermögensschaden von mindestens 25 % des Investitionsvolumens bis zum Inkrafttreten der Festlegung im Januar 2027 nachgewiesen werden muss. Mit der regulatorischen Anforderung an den Vermögensschaden greift die BNetzA jedoch in das Vertragsrecht ein und verschiebt die Verhandlungsmacht unnötig zu den Anbietern von Anlagenkomponenten. Zudem sollte klargestellt werden, ob auch Meilensteinzahlungen nach erbrachten Leistungen der Komponentenlieferanten zur Einhaltung des Vermögensschaden-Kriteriums herangezogen werden können. Generell sollte sich die Definition der FID an marktüblichen Projektfinanzierungs- und Beschaffungsprozessen orientieren. Solche marktüblichen Vertragsgestaltungen dürfen der Anerkennung als finale Investitionsentscheidung nicht entgegenstehen.

Die in der Begründung genannte Schwelle für Vermögensschäden von 25 % ist rechtlich nicht nachvollziehbar. Selbst Vermögensschäden in der Größenordnung von 5 % (bei einem Investitionsvolumen von 500 Mio. € sind dies 25 Mio. €) stellen für ein wirtschaftlich handelndes Unternehmen immer noch ein substantielles Hindernis dar. An der Angemessenheit einer Schwelle von 25 % bestehen deshalb erhebliche Bedenken; die Schwelle sollte deutlich niedriger angesetzt werden. Gängige Vertragsstrafen im Anlagenbau liegen eher unter 15 % des Investitionsvolumens, da die Anlagenkomponenten schließlich weiterverkauft werden können. Außerdem riskiert ein Investor mit der späteren Kündigung der Verträge, dass er den Inbetriebnahmetermin am 4. August 2029 nicht einhalten kann und er daher den finanziellen Vorteil aus der temporären Netzentgeltbefreiung gar nicht realisiert. Dabei werden zudem die Projekte benachteiligt, die bereits über eine FID und über bereits abgeschlossene Lieferverträge mit niedrigeren Vertragsstrafen verfügen – diese müssten nachverhandelt werden, um der neuen, umfassenderen Anforderung Genüge zu tun.

In Rn. 508 führt die BNetzA hinsichtlich der Teilnahme an staatlich administrierten Ausschreibungen aus, dass die verbindliche Abgabe des Gebots die endgültige Investitionsentscheidung darstelle und damit in diesen Fällen die Gebotsabgabe das relevante Ereignis für die Anwendung der Übergangsvorschrift sei. In Ziffer 17.4 Satz 3 stellt die BNetzA jedoch auf das „Datum“ der Investitionsentscheidung ab, worauf jedoch im Rahmen der „endgültigen Investitionsentscheidung“ nicht abgestellt wird. Es sollte eine Klarstellung ergänzt werden, dass die Gebotsabgabe für die Erfüllung der Kriterien der „endgültigen Investitionsentscheidung“ steht. Für EEG-Anlagen sollte der sachgerechte Anknüpfungspunkt für den Vertrauensschutz vielmehr der Erhalt der für das Projekt maßgeblichen Genehmigung sein. Ab diesem Zeitpunkt werden Gebote und Investitionsentscheidungen auf Grundlage der bestehenden regulatorischen Kostenstruktur kalkuliert, sodass von Vertrauensschutz gesprochen werden kann. Ein späteres Überschreiten der Frist nach § 118 Abs. 6 EnWG sollte für EE-Anlagen den Vertrauensschutz nicht entfallen lassen. Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, inwieweit die rechtzeitige Teilnahme an EEG-Ausschreibungen als Vertrauensschutztatbestand anerkannt

wird. Für Projektentwickler ist insbesondere relevant, ob Ausschreibungsgebote oder Zuschläge, die nach dem 1. Januar 2027, aber vor dem 4. August 2029 erfolgen, weiterhin unter die Übergangsregelung fallen.

Sieht eine staatlich administrierte Ausschreibung eine Realisierungsfrist vor, deren Ende nach dem 4. August 2029 liegt, darf dies dem Vertrauensschutz nicht entgegenstehen. In diesem Fall muss für die rechtzeitige Inbetriebnahme an die Stelle des 4. August 2029 das Ende der nach den Ausschreibungsbedingungen maßgeblichen Realisierungsfrist treten.

Der Zeitraum der Übergangsregelung und damit des Vertrauensschutzes von 20 Jahren bei den Finanzierungsentgelten für Erzeugungsanlagen ist nicht geeignet, um sämtlichen betroffenen Bestandsanlagen einen ausreichenden Investitionsschutz zu gewährleisten und kann dadurch zu schwerwiegenden wirtschaftlichen Verzerrungen für diese Bestandsanlagen führen. Eine nachträgliche Einführung von Einspeiseentgelten verändert die wesentlichen wirtschaftlichen Annahmen, die den Investitions- und Finanzierungsentscheidungen zugrunde liegen. Betroffen sind hiervon grundsätzlich Anlagen, deren planmäßige Abschreibungsdauer 20 Jahre überschreitet. Dieser negative Effekt auf betroffene Bestandsanlagen führt zu der durch die Gutachter angemerkten Investitionszurückhaltung im Hinblick auf Modernisierungen und hat das Potential, vorzeitige Stilllegungen hervorzurufen, welche durch weitere kumulative wirtschaftliche Einbußen wie den Wegfall der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Erzeuger noch verstärkt werden. Insbesondere der PPA-vermarktete Weiterbetrieb von EE-Anlagen wird deutlich erschwert. Besonders betroffen sind hier in Entwicklung befindliche Offshore-Windparks, welche ohne EEG-Förderung errichtet und auf entsprechend lange Vermarktungsvereinbarungen von 25 bis 35 Jahren ausgelegt wurden. Auch stellt die Beschränkung des Vertrauensschutzes auf 20 Jahre nach Inbetriebnahme für Kohlekraftwerke, deren Stilllegungsdatum im Zuge des gesetzlich definierten Ausstiegs aus der Kohleverstromung bereits definiert ist, durch die zusätzliche Kostenbelastung eine nicht kalkulierte wirtschaftliche Schlechterstellung dar. Scheiden diese Kraftwerke vorzeitig aus dem Markt aus, droht eine Versorgungslücke, da neue Gaskraftwerke absehbar erst in den 2030er Jahren zur Verfügung stehen. Gleiches gilt für Bestandswasserkraft, die aufgrund ihrer sehr langen Nutzungs- und Investitionszeiträume von der vorgesehenen 20-jährigen Übergangsregelung regelmäßig nicht profitieren würde.

Randnummer 506 führt aus, dass typische Förderregime eine Dauer von 20 Jahren haben. Die Übergangsvorschrift orientiert sich mit tagesscharfen 20 Jahren an dieser Dauer. Die Darstellung in Randnummer 506 ist allerdings unvollständig, auch wenn sie für die Teilmenge jüngerer Anlagen, die an EEG-Ausschreibungen teilgenommen haben, zutrifft. Für zwei Fälle, die in Summe einen großen Teil der zu schützenden Bestandsanlagen darstellen, trifft sie hingegen nicht zu:

- › ältere Anlagen; noch im EEG 2014 galt stets eine Förderdauer von 20 Kalenderjahren plus Inbetriebnahmejahr.
- › Anlagen mit einer installierten Leistung unterhalb der für EEG-Ausschreibungen maßgeblichen installierten Leistungen; im EEG 2017 lag diese beispielsweise bei 750 kW, so dass im Ergebnis insbesondere viele PV-Anlagen dieser Inbetriebnahmejahrgänge in den Leistungsklassen 30-750 kW betroffen wären.

Im Ergebnis orientiert sich die Dauer der Übergangsregelung also nicht wie beabsichtigt an der Förderdauer. Eine naheliegende Lösung ist, die Übergangsregelung jeweils auf die EEG-Förderdauer der jeweiligen Anlage abzustellen.

Übergangsregelungen für Stromspeicher- und Pumpspeicheranlagen (17.5 bis 17.6)

Für Speicheranlagen fehlt anders als für Erzeugungsanlagen nach Tenorziffer 17.4 Satz 2 eine Definition der Inbetriebnahme. Diese sollte ergänzt werden. Zu beachten ist dabei, dass allein die Vorlaufzeit für Planung, Grundstückssicherung und vor allem für den Netzanschluss ohnehin dazu führt, dass Speicher, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb gehen, eine Investitionsentscheidung vor dem vorgeschlagenen Stichtag benötigen. Nach Auffassung des BDEW sollte der Nachweis einer ordnungsgemäß getroffenen FID in Form eines Nachweises einer gesicherten Finanzierung und ggf. der rechtswirksamen Verfügung über die benötigten Grundstücke für den Nachweis der termingerechten Entscheidung und der Ernsthaftigkeit genügen. Weitergehende Erfordernisse lehnt der BDEW im Hinblick auf ihre Praktikabilität und ihre ungünstigen Auswirkungen auf die Verträge mit der Lieferantenseite nachdrücklich ab.

Für Elektrolyseure wird in den Übergangsvorschriften in 17.7 Satz 1 außerdem explizit auf Bestandsanlagen verwiesen: Dieser klare Bezug fehlt in den Regeln für Speicheranlagen. In den Begründungen wird sowohl für Stromspeicheranlagen (22.4, Absatz 516) als auch für Elektrolyseure (22.5, Absatz 519) mit dem gleichen Satz auf Bestandsanlagen verwiesen: Aufgrund des ähnlichen rechtlichen Bezugs und der Begründung ist nicht nachvollziehbar, warum die Formulierungen im Tenor selbst unterschiedlich sind. Für Stromspeicheranlagen sollte ebenfalls in 17.5 Satz 1 klar auf Stromspeicheranlagen, die nach dem 04. August 2011 in Betrieb genommen worden sind, abgestellt werden.

Die Anmerkungen zu Ziffer 17.5 treffen für Pumpspeicher in noch deutlicherem Maße zu. Planung, ggf. geologische Erkundung und Genehmigung des Neubaus von Pumpspeichern und des Ausbaus von Bestandsanlagen nehmen heute in aller Regel viele Jahre in Anspruch und erfordern bereits im Vorfeld des Baubeginns hohe Investitionen, die bereits für sich genommen einen Vertrauensschutz rechtfertigen. Die von der BNetzA im Entwurf geforderten zusätzlichen Nachweise sind aufgrund der sehr hohen Investitionen in die Anlagen unverhältnismäßig und benachteiligen den Projektierer gegenüber der Lieferantenseite. Darüber hinaus

fehlt es bisher an einer rechtssicheren Definition des zu beachtenden Investitionsvolumens für die Steigerung der Leistung bzw. der Kapazität der Anlage, insbesondere bei Maßnahmen im Bestand in Abgrenzung zu den Investitionen, die vornehmlich der Erhaltung des Bestands dienen. Satz 2 unter Punkt 17.6 ist zu streichen. Er verpflichtet Pumpspeicherbetreiber zu einem sogenannten atypischen Verhalten nach § 118 Abs. 6 Satz 4. Diese Anforderung ist überholt und steht im Widerspruch zur vorgesehenen Aufhebung der Regelungen nach § 19 Abs. 2 und 4 StromNEV. Die weit im Voraus getroffene Festlegung der sogenannten Hochlastzeitfenster kann die reale Netzsituation zum jeweiligen Zeitpunkt nicht so wiedergeben, dass der Nutzen im Verhältnis zu den damit verbundenen Einschränkungen steht. Statische und fixe Zeitfenster für Betriebseinschränkungen sind generell nicht zu favorisieren und durch zeitnahe Prognosen zu ersetzen.

Übergangsregelungen für Elektrolyseure (17.7)

Auch für bereits weit fortgeschrittene Projekte enthält der AgNes-Entwurf wichtige Regelungen zum Vertrauensschutz. Gleichzeitig muss gewährleistet werden, dass die Anforderungen an den Vertrauensschutz der verhältnismäßig langwierigen Projektentwicklung von Elektrolyseuren gerecht werden. Anders als etwa Batteriespeicher sind Elektrolyseure aktuell größtenteils auf Fördermittel angewiesen. Hier gilt es zu berücksichtigen, dass die (regulatorisch induzierten) Kosten für die Projekte bereits bei der Einreichung von Förderanträgen festgelegt sind und ab Erhalt des Förderbescheids das Projekt entsprechend entwickelt wird. Deshalb sollte neben dem Kriterium der finalen Investitionsentscheidung auch die Option der Vorlage eines bestandskräftigen Förderbescheids vor dem Inkrafttreten der AgNes-Festlegung für die Gewährung des Vertrauensschutzes aufgenommen werden.

Nach Verständnis des BDEW umfasst der Vertrauensschutz auch die Regelung des §118 Abs. 6 Satz 9, der besagt, dass Verteilnetzbetreiber entgangene Erlöse aufgrund netzentgeltbefreiter Elektrolyse vom Übertragungsnetzbetreiber erstattet bekommen. Der Festlegungsentwurf der BNetzA bietet hierzu keinen Aufschluss. Sollte diese Regelung nicht weitergeführt werden, kann es gerade in kleinen Verteilnetzen zu Effekten kommen, die seitens der BNetzA nicht beabsichtigt sein dürften. Eine Klarstellung ist zu begrüßen.

Die Übergangsregelung für Elektrolyseure stellt eine Benachteiligung von kleinen Netzbetreibern bzw. deren angeschlossenen Kunden dar. Vor Inkrafttreten der neuen Regelung wurde das Netzentgelt von netzentgeltbefreiten Elektrolyseuren mit dem LP und AP berechnet und vom Übertragungsnetzbetreiber übernommen, wo es in die Umlage nach § 19 StromNEV floss. Ab 2029 wird nun das Netzentgelt aus dem KP (Kapazitätsentgelt für Erzeugungsanlagen) und der Netzanschlusskapazität des Elektrolyseurs berechnet und weiterhin vom Übertragungsnetzbetreiber übernommen, wo es in die Umlage nach § 19 StromNEV fließt. Die Differenz zwischen diesen beiden Berechnungsmethoden (Betrag ab 2029 ist kleiner als vor

2029) wird zukünftig auf die restlichen Kunden des Netzbetreibers verteilt. Diese kann insbesondere bei kleinen Netzen (z. B. geschlossene Verteilnetzbetreiber) zu dramatischen Preiserhöhungen führen.

3.18 Verfahrensvorschriften

Keine Anmerkungen

3.19 Kostenentscheidung

Keine Anmerkungen

3.20 Wirksamwerden der Festlegung

Keine Anmerkungen

4 Verweisfehler

Der BDEW weist auf die folgenden Verweisfehler im Festlegungsentwurf hin:

- › Tenor 13 (Seite 17): Der Verweis auf 8.3 ist fehlerhaft. Es müsste 8.4 heißen.
- › Tenor 14.1 Satz 4 Nr. 2 (Seite 18): Der Verweis auf 8.5 ist fehlerhaft. Es müsste 8.6 heißen.
- › Tenor 17.8 (Seite 24): Der Verweis auf 2.9 ist fehlerhaft. Es müsste 2.11 heißen.
- › Begründung Ziffer 14.1 (Seite 155): Der Verweis auf 8.3 und 8.4 ist fehlerhaft. Es müsste 8.4 und 8.5 heißen.
- › Begründung Ziffer 17 (Seite 172): Der Verweis auf 8.3 ist fehlerhaft. Es müsste 8.4 heißen.