

» STELLUNGNAHME

Zum Festlegungsentwurf der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Berlin, 18.09.2026

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung: Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Positionen des VKU in Kürze

- › Obwohl positiv hervorzuheben ist, dass die Bundesnetzagentur im Verlauf des Verfahrens auf Hinweise und Forderungen aus der Branche eingegangen ist, bleiben aus Sicht des VKU weiterhin erhebliche Kritikpunkte bestehen. Es besteht die Gefahr, dass mit AgNes eine äußerst aufwändige und komplexe Reform umgesetzt wird, deren praktischer Nutzen deutlich hinter den Erwartungen zurückbleibt.
- › Die AgNes-Regelungen wirken unmittelbar auf das Netzpaket sowie anstehende Änderungen des EEG und des EnWG. Es wäre erforderlich, die AgNes-Festlegung mit den genannten Gesetzes- und Regulierungsvorhaben abzustimmen. Dieses ist bislang nicht erkennbar.
- › Die Abschaffung der Landstromentgelte sollte korrigiert werden.
- › Das neue Modell für die Kostenwälzung zwischen den Netzebenen benötigt noch umfangreichen Konkretisierungsbedarf in der Festlegung für vermaschte und weitere komplexe Situationen zwischen den Netzbetreibern.
- › Zur Umsetzung der Meldungen in der neuen Kostenwälzung zwischen den Netzbetreibern bietet sich die etablierte Meldung der Testierung der Letztverbraucherabsätze nach Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) an die ÜNB an.
- › Die von der BNetzA gewählte „harte“ Grenze von 100.000 kWh zwischen den Netzentgeltmodellen führt zu Abgrenzungsproblemen und es ist insbesondere für die Grenzfälle eine Klarstellung erforderlich.
- › Es ist unklar, auf welchem Weg Netznutzer ihre Bestellkapazität an den Netzbetreiber übermitteln. Aus Sicht des VKU muss hierfür ein einheitlicher, standardisierter und automatisierbarer Prozess über die Marktkommunikation geschaffen werden. Im Standardfall sollte die Übermittlung durch den Stromlieferanten erfolgen.
- › Der Prosumer-Aufschlag führt zu einer höheren Belastungswirkung der gemeinschaftliche Gebäudeversorgung im Vergleich zu Mieterstrom. Der VKU fordert hier eine sachgerechte und diskriminierungsfreie Ausgestaltung.
- › Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass für Netzbetreiber keine nachträglichen Haftungsrisiken für eine vermeintlich nicht optimale Wahl der Bestellkapazität entstehen, wenn er die Ermittlung nachvollziehbar, diskriminierungsfrei, auf Basis der verfügbaren Daten und nach einer regulatorisch vorgegebenen Methode vorgenommen hat.
- › Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen lehnt der VKU weiterhin grundsätzlich ab. Sie senken die Netzkosten nicht, sondern führen zu zusätzlichen Transaktions- und Abwicklungskosten bzw. zu einer Umverteilung bestehender Netzkosten. Da die Bundesnetzagentur dieses Instrument einführen will, sind aus VKU-Sicht jedoch zahlreiche Klarstellungen erforderlich. So müssen insbesondere Null-Einspeiser und Netzersatzanlagen eindeutig ausgenommen werden.

- › Für weitere offene Fragen, wie bspw. zu unterjährigen Änderungen der Einspeisekapazität, überbauten Netzanschlüssen sowie bei Abweichungen zwischen Marktstammdatenregister, Netzanschluss- und Messdaten sind klare Datenvorrangregeln, standardisierte Korrekturprozesse und eine eindeutige Zuordnung der Verantwortlichkeiten erforderlich.
- › Die in AgNes vorgesehenen Sonderentgelte für Elektrolyseure begrüßen wir ausdrücklich, die entsprechende Begründung sollte allerdings in der Festlegung noch geschärft werden. Gleichzeitig wären nach Auffassung des VKU auch für strombasierte Wärmeerzeuger (Elektrokessel und Wärmepumpen) vergleichbare Sondernetzentgelte gerechtfertigt.
- › In Bezug auf dynamische Netzentgelte bleibt der VKU bei seiner grundsätzlichen kritischen Bewertung. Wir begrüßen, dass die Bundesnetzagentur die weitere Prüfung und mögliche Einführung zeitlich strecken will. Dies schafft dringend benötigte Zeit für Analysen, technische Vorbereitung und die Bewertung der Systemwirkungen. Aus Sicht des VKU sollte der Festlegungsentwurf keine Vorfestlegung auf eine spätere Einführung enthalten.
- › Übergreifend ist für den VKU entscheidend, dass die neuen Entgeltkomponenten nicht isoliert regulatorisch festgelegt werden, sondern mit der Weiterentwicklung der Marktkommunikation und insbesondere mit dem MaBiS-Hub synchronisiert werden. Für jede neue Datenkategorie muss eindeutig feststehen, wer welche Information in welchem Format, über welchen Kommunikationsweg und zu welchem Zeitpunkt bereitstellt. Dies betrifft insbesondere Bestellkapazitäten, Prosumer- und Einspeisermerkmale, Speicherklassifikationen, Elektrolyseurstatus und Übergangsnachweise.
- › Ebenso erforderlich ist eine klare Haftungsabgrenzung. Netzbetreiber müssen auf die regulatorisch vorgegebenen Datenquellen und Prozesse vertrauen können. Bei ordnungsgemäßer Plausibilisierung und Verarbeitung dürfen sie nicht für fehlerhafte, verspätete oder unvollständige Angaben anderer Marktakteure oder zentraler Datenprozesse haften.

Einleitung

Mit der Veröffentlichung des Entwurfs zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für Elektrizitätsversorgungsnetze formuliert die Bundesnetzagentur ihre Überlegungen zu einer grundlegenden Reform der Netzentgeltsystematik. Der VKU hat die Diskussion um die Weiterentwicklung der bestehenden Regelungen von Beginn an konstruktiv begleitet und sich sowohl im Rahmen formeller Konsultationen als auch in zahlreichen Fachgesprächen und Workshops aktiv in den Prozess eingebracht. Dabei hat der VKU stets betont, dass die Herausforderungen der Energiewende, die zunehmende Elektrifizierung sowie die notwendige Integration flexibler Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen eine Weiterentwicklung der bestehenden Systematik erforderlich machen. Entscheidend ist jedoch, dass regulatorische Anpassungen zielgerichtet, verhältnismäßig und praxistauglich ausgestaltet werden und ihr Nutzen in einem angemessenen Verhältnis zu den daraus resultierenden Kosten und Aufwänden steht.

Der VKU bedankt sich ausdrücklich für den insgesamt transparenten und dialogorientierten Prozess. Insbesondere die Veröffentlichung von Orientierungspunkten zu einem frühen Verfahrenszeitpunkt sowie die anschließenden Expertenworkshops haben den betroffenen Marktakteuren die Möglichkeit eröffnet, ihre fachliche Expertise einzubringen und die Überlegungen der Bundesnetzagentur nachzuvollziehen. Dieser offene Austausch ist ausdrücklich zu begrüßen und hat dazu beigetragen, die Diskussion über die zukünftige Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik auf eine sachliche Grundlage zu stellen.

Positiv ist, dass die Bundesnetzagentur im Verlauf des Verfahrens erkennbar auf Hinweise und Forderungen aus der Branche eingegangen ist. Verschiedene Kritikpunkte wurden aufgegriffen und in einigen Bereichen wurden Anpassungen vorgenommen, die auf die Bedenken der betroffenen Akteure Rücksicht nehmen. Gleichwohl bleiben aus Sicht des VKU weiterhin erhebliche Kritikpunkte bestehen.

Trotz der vorgenommenen Änderungen besteht nach wie vor die Gefahr, dass mit AgNes eine äußerst aufwändige und komplexe Reform umgesetzt wird, deren praktischer Nutzen deutlich hinter den Erwartungen zurückbleibt. Es droht daher, dass die Reform erhebliche personelle, organisatorische und technische Ressourcen bindet, ohne einen entsprechenden Mehrwert für das Gesamtsystem zu schaffen. Zudem zeigt sich in ersten Analysen, dass das von der BNetzA selbst gesteckte Ziel, das Netzentgeltsystem kostenreflexiver zu gestalten, deutlich verfehlt wird.

Des Weiteren wirken das vom BMWF derzeit in Bearbeitung befindliche Netzpaket, das kommende Verteilnetzbeschleunigungspaket sowie anstehende Änderungen des EEG und des EnWG unmittelbar auf die AgNes-Regelungen. Vor diesem Hintergrund wäre es erforderlich, die AgNes-Festlegung mit den genannten Gesetzes- und Regulierungsvorhaben abzustimmen. Insbesondere sollten die jeweiligen Instrumente in ihrem Zusammenwirken untersucht werden, da sie teilweise ähnliche, teilweise aber auch unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen können. Aus der Festlegung ist nicht erkennbar, dass eine entsprechende Bewertung der parallel laufenden gesetzlichen Vorhaben erfolgt ist.

Die geplante Neugestaltung stellt einen außergewöhnlich tiefgreifenden Eingriff in bestehende Markt- und Prozessstrukturen dar, der nicht ausreichend untersucht wurde. Die tatsächlichen Auswirkungen und potenziellen Verwerfungen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette sind bislang weder hinreichend analysiert noch verlässlich abschätzbar.

Hinzu kommt, dass weiterhin zahlreiche Fragen offenbleiben, insbesondere im Hinblick auf die praktische Umsetzung der vorgesehenen Regelungen. Auf diese Punkte wird der VKU im weiteren Verlauf dieser Stellungnahme detailliert eingehen. Der VKU bittet die Bundesnetzagentur, die in dieser Stellungnahme dargelegten Anmerkungen und Vorschläge im weiteren Verfahren zu berücksichtigen. Sie sind als konstruktiver Beitrag zu verstehen, um die Praxistauglichkeit und Umsetzbarkeit der Reform zu verbessern und unnötige Belastungen für die betroffenen Marktakteure zu vermeiden.

1. Anwendungsbereich

Der Anwendungsbereich umfasst alle Übertragungs- und Verteilernetze. Aus VKU-Sicht ist nicht ersichtlich, warum die BNetzA dann im Weiteren bestimmte Regelungen auf Netze der Allgemeinen Versorgung einschränkt (Ziffern 2, 9.3. 10.2, 16). Eine Systematik kann der VKU darin nicht erkennen. Nicht jedes der Regulierung unterliegende Netz ist ein Netz der Allgemeinen Versorgung.

In den Gründen Randziffer 192 begründet die BNetzA **die Abschaffung der Landstromentgelte** nach § 17 Abs. 8 StromNEV damit, dass die intendierten Folgen der bisherigen Regelung über das neu geschaffene KP-AP1-AP2 System angemessen abgebildet werden können. Dies ist nach Auffassung des VKU nicht richtig und **sollte korrigiert werden**.

Im AgNes-Entwurf wird nicht erläutert, wie eine Aufteilung der Kapazitätskosten auf die Kunden (Std. bis tageweisen Aufenthalt) auf die Nutzer der Landstromanlage erfolgen soll. Auch der schwankende Preis bei Übersteigerung der bestellten Kapazität bzw. die Abrechnung mit dem Kunden (das 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 höchstens 2 - 3 Tage für wenige einzelne Stunden am Netz angeschlossen sind, ist nicht tragbar und erheblich teurer sind als im bestehenden System. Dieses wird dazu führen, dass die Landstromanlagen von der Seeschifffahrt nicht mehr genutzt werden. Dieses hat erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt und die Luftverschmutzung, da die Schiffe während der Standzeit wieder Schweröl zur Eigenstromversorgung verbrennen werden. Auch anstehende und zukünftige Projekt werden ausgesetzt, so dass die Energiewende in den Seehäfen verunmöglicht wird.

2. Begriffsbestimmung

Es **fehlt die Definition des Weiterverteilers**. Die Definition sollte mit Blick auf Zweifelsfälle bei der Netzbetreiberdefinition ergänzt werden, beispielsweise hinsichtlich geschlossener Verteilnetze.

Bei der **Erzeugungsanlage** sollte geprüft werden, ob der **Ausschluss von Balkonkraftwerken** bereits in der Definition erfolgt.

Es wäre zu prüfen, ob der Begriff der **Entnahmestelle ersetzt werden kann durch einen mit der Marktkommunikation konformen Begriff**, z. B. die Markt- oder die Netzlokation. Andernfalls sollte konsequenterweise auch die Einspeisestelle definiert werden.

Bei der **Definition der Lastgangzeitreihe und des Netzknotens sollte geprüft werden**, ob neben der Entnahmestelle auch auf die Einspeisestelle Bezug genommen werden muss.

Die **Definition der Netzgruppe ist ungenau**, weil auf die undefinierten Begriffe “Spannungsebene” und “Einspeisepunkt Bezug genommen wird.

Bei der **Definition der Stromspeicheranlage sollte geprüft werden**, ob das Wort “andere” gestrichen wird (zwei Stellen). Stromspeicheranlagen sind keine Erzeugungsanlagen.

3. Grundsätze der Kostenverteilung

Eine Beibehaltung des § 118 Abs. 6 Satz 9 EnWG ist zwingend erforderlich, sollten die entgangenen Erlöse unter AgNes nicht in gleichem Maße (wie vor AgNes) erstattet werden, ergeben sich signifikant höhere spezifische Netzentgelte. Diese gefährden bereits getätigte und zukünftige Investitionen. So haben Netzbetreiber ihre Investitionen unter geltendem Rechtsrahmen getätigt und sollten daher durch AgNes nicht schlechter gestellt werden. Eine Klarstellung ist zwingend erforderlich.

4. Kostenstellen

Keine Anmerkungen

5. Kostenwälzung

Die in der Stellungnahme zum Orientierungspapier zur Kostenwälzung ausgeführten Bedenken des VKU gegenüber dem von der BNetzA vorgestellten Konzept gelten weiterhin uneingeschränkt. Da die BNetzA dennoch an diesem Konzept festhält, werden im Folgenden die Kritikpunkte konkretisiert und der Regelungsbedarf für die anstehende Festlegung beschrieben.

Der Festlegungsentwurf enthält bislang keine belastbare Analyse der Verteilungswirkungen der vorgesehenen Kostenwälzung. Insbesondere für Verteilnetzbetreiber mit hoher dezentraler Einspeisung und rückläufigen Absatzmengen bestehen erhebliche Unsicher-

heiten hinsichtlich der künftigen Kostenbelastung und Entgeltentwicklung. Vor einer Umsetzung sollte daher eine quantitative Folgenabschätzung für repräsentative Netzstrukturen erfolgen. Für den Fall erheblicher Belastungssprünge sollte zudem ein geeigneter Übergangs- oder Glättungsmechanismus vorgesehen werden.

Definition vorgelagerter Netzbetreiber auf gleicher Ebene

Tenorziffern 5.1 bis 5.8, insb. 5.8 Satz 1.

Der Tenor verwendet den Begriff des „jeweils vorgelagerten Netzbetreibers“, enthält aber keine ausdrückliche Regel für Netzbetreiber auf derselben Spannungsebene, mit wechselnden Energieflussrichtungen oder schaltbaren Koppelpunkten. Die nachfolgenden Fallbeispiele konkretisieren diesen aus Sicht des VKU bestehenden Klärungsbedarf.

Die Regelung knüpft zentrale Melde- und Abrechnungsprozesse an den Begriff des „jeweils vorgelagerten Netzbetreibers“. Dieser Begriff ist für klassische vertikale Netzkonstellationen regelmäßig handhabbar. **Bei Netzverknüpfungen auf gleicher Netzebene, historisch gewachsenen Netzentflechtungen, wechselnden Schaltzuständen sowie bidirektionalen Energieflüssen infolge dezentraler Einspeisung kann die Zuordnung jedoch uneindeutig werden.** Zur Vermeidung von Auslegungs- und Abrechnungsstreitigkeiten sollte der Festlegungsentwurf daher **klarstellen, nach welchen Kriterien ein Netzbetreiber in solchen Konstellationen als vorgelagert gilt.**

Ohne eine eindeutige Definition entsteht ein erhebliches regulatorisches und abrechnungsseitiges Risiko: Netzbetreiber könnten denselben Sachverhalt unterschiedlich bewerten, Datenmeldungen an unterschiedliche Adressaten richten oder Kostenwälzungen abweichend abrechnen. Dies hätte unmittelbare Auswirkungen auf die jährliche Entgeltbildung, die Nachvollziehbarkeit der Kostenverteilung und die Rechtssicherheit der Abrechnung zwischen Netzbetreibern. Besonders kritisch ist, dass fehlerhafte oder uneinheitliche Zuordnungen nicht nur bilaterale Abgrenzungsfragen betreffen, sondern sich über die Wälzungssystematik auf nachgelagerte Entgeltstufen und damit mittelbar auf Netznutzer auswirken können.

Fallbeispiele A bis C zeigen offene Fragestellungen

- an welchen Netzbetreiber die Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch verbindlich zu melden sind, damit Doppelmeldungen, Unterlassungen oder widersprüchliche Datenstände ausgeschlossen werden?
- zwischen welchen Netzbetreibern gewälzte Kosten rechtssicher abzurechnen sind und wer die Verantwortung für die korrekte Ermittlung des Wälzungsschlüssels trägt?
- welche Netzebene der Kostenwälzung zugrunde zu legen ist?
- wie können Mehrfachbelastungen durch Pancaking wirksam ausgeschlossen werden?

Fallbeispiel A: Stadtwerk nach Entflechtung

Durch Konzessionsübergänge, Netzübernahmen und anschließende Netzentflechtungen können komplexe Verteilnetzstrukturen entstehen, in denen Netzverknüpfungen zur Sicherstellung des Netzbetriebs dauerhaft oder schaltbar bestehen bleiben. Diese Koppelpunkte müssen messtechnisch erfasst und abrechnungsseitig eindeutig zugeordnet werden. In der in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. schematisch dargestellten Konstellation bestehen mehrere Verknüpfungspunkte zwischen Verteilnetzbetreibern auf gleicher oder angrenzender Netzebene. Die tatsächlichen Energieflussrichtungen können sich dabei zeitlich ändern, etwa infolge geänderter Schaltzustände, Trennstellenverlegungen oder dezentraler Einspeisung.

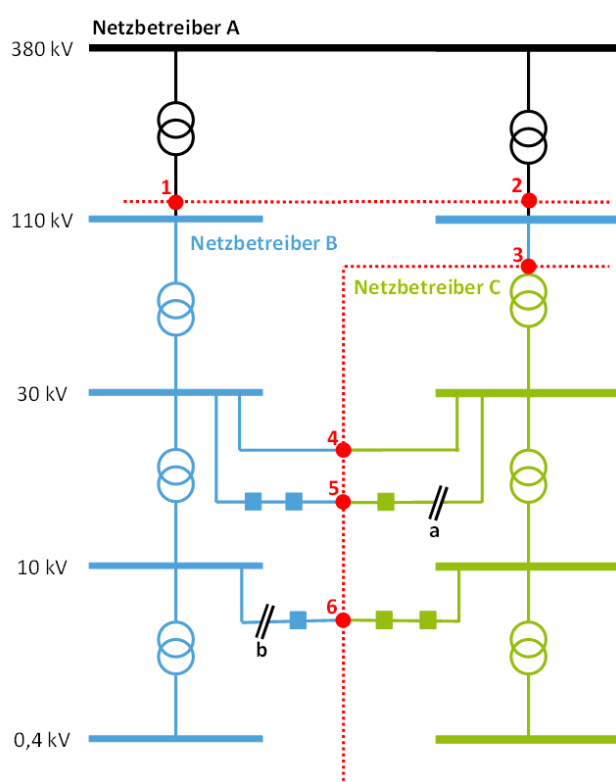


Abbildung 1: Verteilnetzbetreiber und Stadtwerk

Eindeutig erscheint die Zuordnung grundsätzlich dort, wo eine Eigentums- oder Übergabestelle zwischen unterschiedlichen Netzebenen besteht. In diesen Fällen kann der Betreiber der höheren Netzebene regelmäßig als vorgelagerter Netzbetreiber angesehen werden. Dies betrifft in der schematischen Darstellung insbesondere die Punkte 1 bis 3.

Klärungsbedarf:

- Ist Netzbetreiber C in allen Netzbereichen als nachgelagert gegenüber Netzbetreiber B einzuordnen, weil aus Sicht von C auf dem Weg zum Übertragungsnetz regelmäßig Netzbetreiber B zwischengeschaltet ist, oder kann diese Einordnung durch schaltbare Trennstellen und geänderte Netzfahrweisen unterbrochen werden?
- Welche Bedeutung kommt der tatsächlichen Energieflussrichtung für die Bestimmung des vorgelagerten Netzbetreibers zu? Ist sie bei Koppelpunkten auf gleicher Netzebene ein geeignetes Abgrenzungskriterium, obwohl Bezug und Rückspeisung infolge dezentraler Einspeisung und wechselnder Lastsituationen nicht dauerhaft eindeutig zugeordnet werden können?
- Nach welchen Kriterien ist an den Punkten 4, 5, 6 zu bestimmen, welcher Netzbetreiber jeweils vorgelagert oder nachgelagert ist, wenn sich Stromflussrichtungen jederzeit ändern können und die Netzstruktur durch schaltbare Verbindungen geprägt ist?
- Führt das Zu- oder Abschalten der Verbindungen an den Stellen „a“ und „b“ zu einer Änderung des jeweils vorgelagerten Netzbetreibers, oder ist für die Kostenwälzung auf eine strukturelle, dauerhaft definierte Zuordnung unabhängig vom aktuellen Schaltzustand abzustellen?
- Wer ist in den Punkten 4, 5 und 6 vorgelagert/nachgelagert und warum? Zu beachten gilt, dass die Stromrichtung aufgrund dezentraler Einspeisung und Schaltzustände sich in allen Punkten jederzeit ändert. „a“ und „b“ stellen schaltbare Unterbrechungen im Stromkreis dar.
- Ändert sich der vorgelagerte Netzbetreiber durch Zuschalten an den Stellen „a“ und „b“ in den Punkten 5 und 6?

Fallbeispiel B: Parallele Netzbetreiber

In der in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellten Konstellation betreiben die Netzbetreiber B und C Netze auf derselben Netzebene. Beide Netzbetreiber sind jeweils an denselben vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber angebunden. Zwischen den Netzen von B und C bestehen zusätzlich Koppelpunkte auf gleicher Netzebene, über die abhängig von Netzfahrweise, Lastsituation, dezentraler Einspeisung und Schaltzuständen Energie in unterschiedliche Richtungen fließen kann.

Gerade in einer solchen parallelen Netzstruktur ist die Zuordnung eines „vorgelagerten“ und eines „nachgelagerten“ Netzbetreibers nicht ohne Weiteres aus der Netzebene ableitbar. Da beide Netzbetreiber grundsätzlich derselben Hierarchiestufe angehören und denselben vorgelagerten ÜNB haben, kann eine ausschließlich topologische Betrachtung zu keiner eindeutigen vertikalen Wälzungsbeziehung führen. Eine schaltzustands- oder flussrichtungsabhängige Zuordnung würde zudem erhebliche Unsicherheiten für Datenermittlung, Entgeltbildung und Abrechnung verursachen, da sich die maßgeblichen Verhältnisse im laufenden Netzbetrieb kurzfristig ändern können.

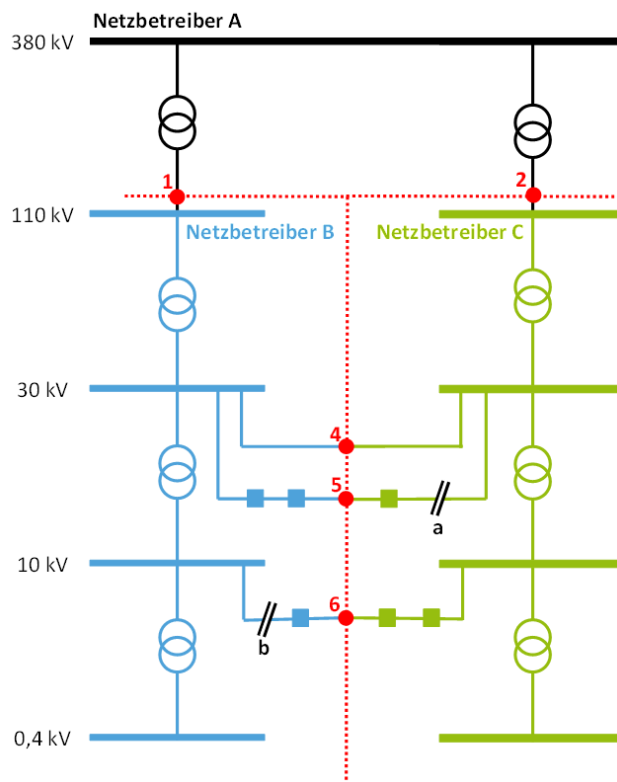


Abbildung 2: Parallele Verteilnetzbetreiber

Klärungsbedarf:

- Nach welchen Kriterien ist an den Punkten 4, 5 und 6 zu bestimmen, ob und gegebenenfalls welcher Netzbetreiber gegenüber dem jeweils anderen als vorgelagert oder nachgelagert gilt, wenn beide Netzbetreiber dieselbe Netzebene betreiben und an denselben vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber angebunden sind.
- Kann die tatsächliche Energieflussrichtung an Koppelpunkten auf gleicher Netzebene ein tragfähiges Kriterium für die Bestimmung des vorgelagerten Netzbetreibers sein, obwohl sie sich infolge dezentraler Einspeisung, wechselnder Lastsituationen und betrieblicher Schaltungen jederzeit ändern kann?
- Führt das Zu- oder Abschalten der Verbindungen an den Stellen „a“ und „b“ zu einer Änderung der kostenwälzungsrelevanten Netzbetreiberzuordnung, oder ist aus Gründen der Rechtssicherheit und Abrechnungsstabilität auf eine dauerhaft definierte strukturelle Zuordnung abzustellen?
- Wie sind Datenmeldungen und Kostenwälzungen zu organisieren, wenn zwischen parallelen Netzbetreibern auf gleicher Netzebene keine eindeutige vertikale Vor- oder Nachlagerung besteht, aber netztechnische Koppelpunkte abrechnungsrelevant sein können?

Fallbeispiel C: Pancaking

Die in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellte Konstellation verdeutlicht das Risiko einer Mehrfachbelastung durch sogenannte Pancaking-Effekte. Ein solcher Effekt kann entstehen, wenn Kosten entlang mehrerer Netzbetreiberbeziehungen auf derselben oder angrenzenden Netzebene mehrfach weitergegeben werden, obwohl der zugrunde liegende Netznutzungs- oder Kostenverursachungszusammenhang nicht eindeutig einer vertikalen Wälzungsbeziehung zugeordnet werden kann. Besonders kritisch ist dies bei Koppelpunkten zwischen Verteilnetzbetreibern, bei denen Energieflüsse nicht dauerhaft in eine Richtung verlaufen, sondern sich infolge dezentraler Einspeisung, Laständerungen und betrieblicher Schaltungen kurzfristig ändern können.

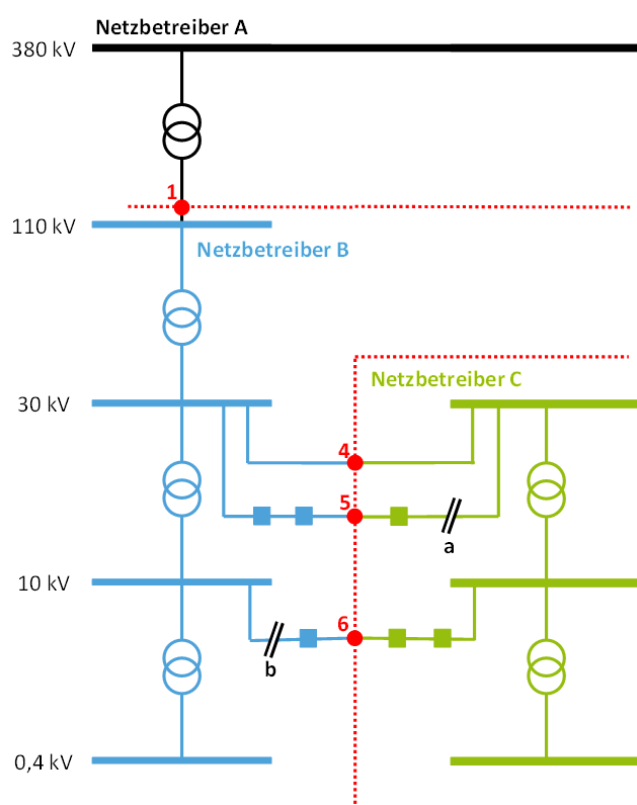


Abbildung 3: Pancaking

Ohne klare Vorgaben besteht die Gefahr, dass dieselben oder wirtschaftlich vergleichbare Kostenbestandteile mehrfach in die Entgeltbildung einfließen oder zwischen Netzbetreibern uneinheitlich abgerechnet werden. Dies würde dem Ziel einer verursachungsgerechten, transparenten und diskriminierungsfreien Netzentgeltsystematik widersprechen und könnte zu nicht sachgerechten Belastungen einzelner Netzbetreiber sowie mittelbar ihrer Netznutzer führen.

Klärungsbedarf:

- Welche Kostenbestandteile und welche Netzebene dürfen bei einer Kostenwälzung an Punkt 4 von Netzbetreiber B an Netzbetreiber C berücksichtigt werden?
- Nach welchen Kriterien ist an den Punkten 5 und 6 zu bestimmen, welcher Netzbetreiber vorgelagert oder nachgelagert ist, wenn die tatsächliche Stromflussrichtung aufgrund dezentraler Einspeisung, wechselnder Lastsituationen und betrieblicher Schaltzustände jederzeit wechseln kann?
- Führt das Zuschalten der Verbindungen an den Stellen „a“ und „b“ zu einer Änderung der für die Kostenwälzung maßgeblichen Netzbetreiberzuordnung, oder ist zur Vermeidung von Pancaking auf eine dauerhaft definierte strukturelle Zuordnung abzustellen?

Wälzungskaskade vermaschter Netzbetreiber

Die Kostenwälzung wird nach den Tenorziffern 5.1 bis 5.8 von der konkreten Netzentgeltstruktur entkoppelt und anhand des netzbezogenen Letztverbrauchs organisiert. Tenorziffer 5.8 verpflichtet zur rechtzeitigen Übermittlung der hierfür erforderlichen Informationen. Allerdings fehlt im Tenor eine ausdrückliche Prozessregel für gegenseitige Vor- und Nachlagerungsverhältnisse, mehrere Koppelpunkte, spannungsebenenscharfe Teilmeldungen oder zirkuläre Wälzungsbeziehungen.

Die in Ziffer 5.8 vorgesehene Meldung der für den Wälzungsschlüssel erforderlichen Informationen an den „jeweils vorgelagerten Netzbetreiber“ ist für einfache vertikale Netzstrukturen grundsätzlich handhabbar. Ein Problem entsteht, wenn zwei Netzbetreiber auf mehreren Spannungsebenen oder über mehrere Koppelpunkte so miteinander verbunden sind, dass sie sich gegenseitig – je nach Spannungsebene, Netzbereich oder Koppelpunkt – sowohl als vorgelagerter als auch als nachgelagerter Netzbetreiber gegenüberstehen.

In solchen vermaschten Strukturen kann eine pauschale Gesamtmeldung an einen einzigen vorgelagerten Netzbetreiber die tatsächlichen Wälzungsbeziehungen nicht sachgerecht abbilden. Eine solche Gesamtmeldung birgt das Risiko, dass Letztverbrauchsmengen unvollständig, doppelt oder an den falschen Netzbetreiber gemeldet werden. Zudem können Kostenbestandteile mehrfach oder inkonsistent in die Wälzung einfließen.

Die in Ziffer 5.8 enthaltene allgemeine Pflicht zur Datenübermittlung an den jeweils vorgelagerten Netzbetreiber regelt nicht, wie diese Pflicht bei gegenseitigen Vor- und Nachlagerungsverhältnissen, vermaschten Netzstrukturen oder Koppelpunkten mit wechselnder Energieflussrichtung umzusetzen ist. Insbesondere bleibt offen, ob die Meldung je Spannungsebene getrennt zu erfolgen hat, welche Reihenfolge einzuhalten ist und wie Doppelmeldungen oder zirkuläre Wälzungsbeziehungen ausgeschlossen werden.

Nach Auffassung des VKU sollte die Festlegung klarstellen, dass bei vermaschten Netzbetreiberstrukturen keine pauschale Gesamtmeldung an einen einzigen „vorgelagerten

Netzbetreiber“ ausreicht, wenn die Vor- und Nachlagerung je Spannungsebene oder Netzbereich unterschiedlich ausfällt. Stattdessen sollte eine strukturierte, spannungsebenenscharfe Meldelogik vorgesehen werden, die folgende Punkte adressiert:

- welche Spannungsebene oder welcher Netzbereich betrachtet wird,
- welcher Netzbetreiber für diese Stufe als vorgelagert gilt,
- welche Letztverbrauchsmengen in dieser Stufe zu melden sind,
- wie Koppelpunkte mit wechselnder Energieflussrichtung behandelt werden,
- wie Doppelmeldungen und zirkuläre Wälzungsbeziehungen vermieden werden,
- wie die Meldung zu dokumentieren ist und
- welche Korrekturregeln gelten, wenn sich nachträglich Zuordnungs- oder Mengenfehler ergeben.

Ohne ausdrückliche Vorgaben zu Reihenfolge, Zuordnung, Doppelmeldungsvermeidung, Dokumentation und Korrektur entsteht ein erhebliches Auslegungs-, Abrechnungs- und Haftungsrisiko.

Die vorgeschlagene Änderung der Kostenwälzung greift erheblich in die Verteilung der Netzkosten ein. Vor diesem Hintergrund sollte die Bundesnetzagentur die Auswirkungen auf unterschiedliche Netzbetreiberstrukturen anhand realer Daten nachvollziehbar darstellen. Insbesondere sollten die Effekte auf Kostenwälzung, Netzentgelte, Erlöse und Liquidität offengelegt werden. Ohne eine solche Transparenz bleibt unklar, ob die neue Systematik tatsächlich zu einer verursachungsgerechteren Verteilung führt oder lediglich Belastungen zwischen Netzbetreibern verlagert. Für besonders starke Belastungsverschiebungen sollte eine Übergangsregelung vorgesehen werden.

Beispiel für Grenzen des Modells

Abbildung 1 verdeutlicht die Grenze einer rein spannungsebenenscharfen und schrittweisen Meldelogik. Ein solches Modell kann nur funktionieren, wenn innerhalb der jeweils betrachteten Spannungsebene eindeutig bestimmt werden kann, welcher Netzbetreiber vorgelagert und welcher nachgelagert ist. Fehlt diese eindeutige Wälzungsrichtung, entsteht keine bloße Prozessfrage, sondern ein materielles Zuordnungsproblem für Datenmeldung, Kostenwälzung und Abrechnung.

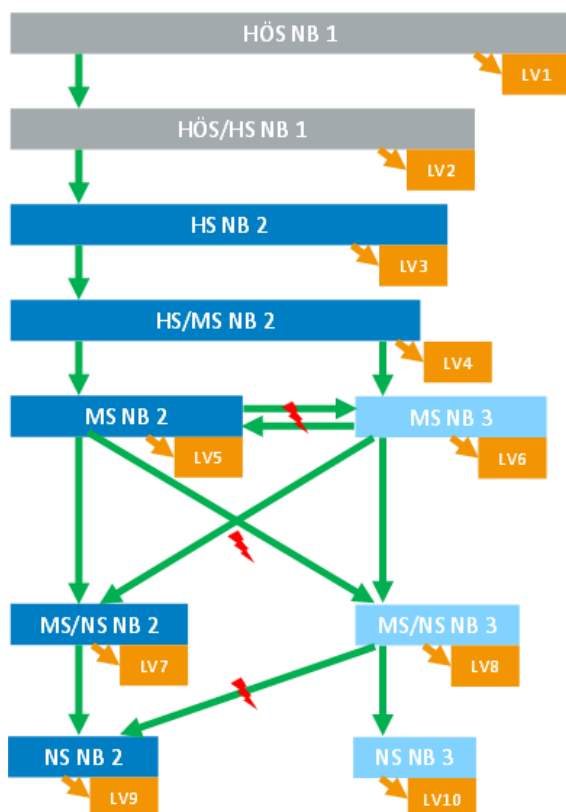


Abbildung 1: Wälzungskaskade

Für die Niederspannung ist die schrittweise Meldung grundsätzlich beherrschbar. Die Letztverbrauchsmengen können regelmäßig eindeutig einem nachgelagerten Netzbereich zugeordnet und an den für diese Wälzungsstufe maßgeblich vorgelagerten Netzbetreiber weitergemeldet werden. Die Wälzungsbeziehung ist auf dieser Ebene damit linear und abrechnungsseitig nachvollziehbar.

Diese Logik stößt in dem Beispiel in der Mittelspannung an ihre Grenze. Sind zwei Netzbetreiber auf derselben Spannungsebene so miteinander vermascht, dass sie sich gegenseitig sowohl als vorgelagerter als auch als nachgelagerter Netzbetreiber gegenüberstehen können, lässt sich keine eindeutige vertikale Wälzungsrichtung mehr ableiten. In diesem Fall ist nicht lediglich offen, wer welche Daten meldet; offen ist bereits, welche Richtung der Kostenwälzung regulatorisch maßgeblich sein soll.

Wenn Netzbetreiber 2 für bestimmte Mittelspannungsbereiche Daten von Netzbetreiber 3 benötigt und Netzbetreiber 3 zugleich für andere Mittelspannungsbereiche Daten von Netzbetreiber 2 benötigt, entsteht eine zirkuläre Melde- und Wälzungsbeziehung. Eine vollständige widerspruchsfreie Meldung an den „jeweils vorgelagerten Netzbetreiber“ ist dann nicht möglich.

Der VKU hält daher **eine zusätzliche regulatorische Konkretisierung für erforderlich. Der Festlegungsentwurf sollte ausdrücklich regeln, wie bei vermaschten Netzbetreiberstrukturen auf gleicher Spannungsebene vorzugehen ist.** Erforderlich sind insbesondere eine feste strukturelle Zuordnung je abrechnungsrelevantem Koppelpunkt, eine definierte Primär-Wälzungsrichtung oder eine gleichwertige Saldierungsregel, Vorgaben zur Vermeidung von Doppelmeldungen sowie eine Sonderregel für zirkuläre Wälzungsbeziehungen zwischen Netzbetreibern derselben Spannungsebene.

Unter **Ziffer 5.7** sollte nicht auf besondere Härtefälle abgestellt werden. Alternativ müssten Härtefälle adäquat definiert werden. Die Definition in Ziffer 13 der RAMEN-Festlegung passt an dieser Stelle nicht, weil infolge einer inadäquaten Kostenwälzung keine unzumutbare Härte auftreten kann. Der VKU schlägt vor, den gewollten Sachverhalt ohne Verwendung des Begriffs "besondere Härtefälle" zu beschreiben: "...wenn dauerhafte Änderungen netzwirtschaftlicher Verhältnisse bei Anwendung des Satzes 1 zu grob sachwidrigen Letztverbrauchsmengen führen."

Die **Ziffer 5.9** sieht vor, dass alle Netzbetreiber den netzbezogenen Letztverbrauch am 30.09. der BNetzA übermitteln. Diese neue Mitteilungspflicht sollte entfallen. Der VKU hält eine Übermittlung im Rahmen der Erhebungsbögen, also im Nachgang, für völlig ausreichend. Eine separate Übermittlung durch jeden Netzbetreiber für jedes Lieferjahr unterstellt, das hier ständig massenhaft grobe Unstimmigkeiten zu erwarten wären, die noch vor Lieferung geklärt werden müssen, dies würde die angedachte Systematik in Frage stellen. Die BNetzA könnte sich in Ziffer 5.9 vorbehalten, Daten von einzelnen Netzbetreibern zur genannten Frist anzufordern, wenn sie im Einzelfall klare Hinweise auf erhebliche Unstimmigkeiten hat.

Möglicher Meldeweg der Kostenwälzung

Zur Umsetzung der neuen Kostenwälzung insbesondere deren Meldungen zwischen den Netzbetreibern bietet sich die etablierte Meldung der Testierung der Letztverbraucherabsätze nach Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) an die ÜNB an. Dort sind (mit Ausnahme der Mengen von nachgelagerten Netzbetreibern) bereits alle Letztverbraucherabsätze enthalten und werden von einem Wirtschaftsprüfer geprüft und testiert. Innerhalb der Testierung wäre dann zwar eine Detaillierung hinsichtlich der Verteilung dieser Mengen auf die jeweils vorgelagerten Netzbetreiber vorzunehmen, hätte aber den Vorteil nicht ein komplett neues Meldesystem zwischen den Netzbetreibern aufbauen zu müssen.

Entkräftigung der Tenorziffer 13 „Sonderformen der Netznutzung“

Mit der Umstellung der Kostenwälzungssystematik von einem kapazitätsorientierten zu einem reinen mengenfokussierten Instrument werden Anreize für die Nutzung von „Poo-

ling“ – und damit zu effizienten Kapazitätsorientierung zwischen Netzbetreibern – vollständig entkräftet. Es ist daher unklar, welchen Sinn die Tenorziffer 13 im Gesamtkontext erfüllen soll.

6. Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte

Keine Anmerkungen

7. Jährlichkeitsprinzip

Keine Anmerkungen

8. Ermittlung des Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Nach Auffassung des VKU führt die von der BNetzA gewählte „harte“ Grenze von 100.000 kWh zwischen den Netzentgeltmodellen zu Abgrenzungsproblemen.

RLM-Kunden in NS mit einem Verbrauch unter 100.000 würden bei der derzeitigen Regelung in das GP/AP-System eingeordnet, was nicht intendiert sein kann. Es stellt sich daher die Frage, wie die BNetzA diese Fälle in der AgNes-Festlegung regeln will. Hier ist eine Klarstellung erforderlich. Unklar bleibt, ob diese Abgrenzung weiterhin unabhängig von der Messeinrichtung zu sehen ist. Es müsste bspw. geregelt werden, welche Folgen eine Überschreitung der Grenze ohne Kapazitätsbestellung hätte. Unklar ist auch, was bei einer Unterschreitung geschieht und wie die BNetzA in solchen Fällen die Nachverrechnung zu regeln beabsichtigt.

Prosumer-Aufschlag

Tenorziffer 8.2

In Bezug auf Mieterstrom und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) sieht der VKU die in Tenorziffer 8.2 in Verbindung mit den Ausführungen unter Ziffer 12.2.3 (Seite 119) vorgesehene Ausgestaltung des Prosumer-Aufschlags kritisch.

Nach der vorgeschlagenen Regelung ist für Entnahmestellen von Prosumern ein Aufschlag in Höhe von 70-90% des Grundpreises zu erheben. Gleichzeitig wird für Mehrparteienhäusern mit Mieterstrom oder GGV vorgesehen, dass jede beteiligte verbrauchende Marktlokation zu identifizieren ist und der Aufschlag immer dann anfällt, wenn für die jeweilige Marktlokation ein Grundpreis abgerechnet wird.

Aus Sicht des VKU führt diese Systematik zu unterschiedlichen Belastungswirkungen von GGV-Modellen gegenüber Mieterstrommodellen. Im Mieterstrommodell fällt der Aufschlag faktisch nur einmal je Mieterstromanlage an. Hintergrund ist, dass die einzelnen Marktlokationen hinter dem Netzanschluss in der Regel als ruhend geführt werden. Da es sich um ein Vollversorgungsmodell handelt, erfolgt auf Ebene der einzelnen (ruhenden)

Marktllokationen keine netzseitige Abrechnung durch den Netzbetreiber. Entsprechend wird dort auch kein separater Grundpreis erhoben.

Bei der GGV stellt sich die Situation hingegen anders dar. Da die teilnehmenden Endverbraucher ihren jeweiligen Reststromlieferanten frei wählen können, verfügt jeder beteiligte Endverbraucher über eine aktive Marktllokation, für die der Netzbetreiber weiterhin Netzentgelte einschließlich eines Grundpreises abrechnet. Nach der vorgeschlagenen Regelung würde somit auch der Prosumer-Aufschlag für jede einzelne aktive Marktllokation anfallen, da jeder an der GGV beteiligte Endverbraucher als Prosumer einzustufen ist.

Daraus ergibt sich, dass die Gesamtbelastung eines GGV-Modells von der Anzahl der teilnehmenden Marktllokationen abhängt, während beim Mieterstrommodell der Aufschlag nur einmal pro Anlage erhoben würde. Dadurch würden GGV-Modellen gegenüber Mieterstrommodellen schlechter gestellt, obwohl beide Modelle einen vergleichbaren Beitrag zur lokalen Nutzung erneuerbarer Energien sowie zur Einbindung von Bewohnern von Mehrparteienhäusern leisten.

Nach Auffassung des VKU sollten die Auswirkungen der vorgeschlagenen Regelung auf Mieterstrom- und GGV-Modelle geprüft werden. Dabei sollte insbesondere auf eine sachgerechte und diskriminierungsfreie Ausgestaltung geachtet werden, die zusätzliche Erfassungs- und Abwicklungsaufwände auf Seiten der Netzbetreiber vermeidet.

Des Weiteren sollte geregelt werden, dass bei Neu- und Bestandsverträgen der Prosumer-Aufschlag 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 in Folge der AgNes-Festlegung ein erhöhtes Prosumer-Entgelt zu zahlen haben.

Hintergrund ist, dass dem Lieferanten bei Vertragsschluss nicht alle abrechnungsrelevanten Informationen (Prosumer-Eigenschaft) rechtzeitig vorliegen, sondern erst nach Anmeldung des Vertrages beim Netzbetreiber. Das finanzielle Risiko eines erhöhten Prosumer-Entgelts kann nicht vom Lieferanten/Vertrieb übernommen werden. Darüber hinaus muss die BNetzA gegenüber dem Gesetzgeber darauf hinwirken, dass die Möglichkeit zur Weitergabe erhöhter, regulatorisch vorgegebener Entgelte auch innerhalb von Bestandverträgen zulässig ist und kein Sonderkündigungsrecht auslösen (bspw. über eine Anpassung des § 41 Abs. 6 EnWG). Diese Möglichkeit muss auch außerhalb bestehender Preisgarantien für die Kostenbestandteile der Netzentgelte bestehen. Insbesondere bei Preisgarantieprodukten und langfristigen Verträgen besteht entsprechender Handlungsbedarf.

Tenorziffer 8.3

Die Identifikation erfolgt durch den Netzbetreiber und wird laut Sichtweise der BNetzA heute bereits per Marktkommunikation an den Lieferanten übermittelt (BK6-24-174, Lokationsbündel/Messkonzept, S.121). Lokationsbündel sind heute bereits auslesbar, es müsste aber klar geregelt werden, wer wirklich als Prosumer gilt: Volleinspeiser sind nach

aktueller Definition Prosumer, weil i.d.R. für den Betriebsverbrauch nur Zweirichtungszähler verbaut sind, aber keine „Übergabe-MaLo“ am Netzanschluss. Dann wäre jede verbrauchte kWh auf einem Zähler für Ein- und Ausspeisung eine Erfüllung des Prosumer-Status. Das Zusammenspiel mit §10c EEG wäre hier dann fraglich, da der Betriebsverbrauch des Einspeisezählers dem Haushaltsverbrauch zuzurechnen wäre und dann wiederum kein Prosuming stattfindet (bilanziell). Zu Fragestellungen der Marktkommunikation sollte mit Blick auf die anstehende Einführung des MaBis-Hubs eine zeitliche Synchronisierung erfolgen, um Doppelaufwände zu vermeiden.

Abwicklung der Bestellkapazität

Der Kapazitätsbestellprozess ist nicht klar geregelt bzw. der Beschlussentwurf spricht nur von „Verbraucher können dem jeweiligen Netzbetreiber [...] ihr Kapazitätsbestellung mitteilen“. Damit wäre jegliche Form der Übermittlung zulässig, was den Aufwand bei Netzbetreibern und Energielieferanten zur Verarbeitung dieser Informationen sehr hoch werden kann.

Der Prozess muss unabhängig vom Verfahren für jeden Anwendungsfall gleich sein, um mehrere parallele Verfahren zu vermeiden. Der VKU schlägt vor, den Standardprozess mit ex-ante **Kapazitätsbestellung durch den Netznutzer** auch auf Fälle wie z.B. „Netzneuananschluss“ und „unterjähriger Geschäftspartnerwechsel“ anzuwenden. Lieferantenwechsel darf dabei zu keiner Änderung der bestellten Kapazität führen. Dies bedeutet, dass genau wie im Standardfall, bei fehlender Bestellung bis zu einer bestimmten Frist (damit dann auch unterjährig) der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet sein muss, eine Kapazität zu bestimmen. Es sollte keine nachträglich Rückabwicklung der Netza abrechnung notwendig sein, was damit den Aufwand für alle Beteiligte erheblich verringert.

Der VKU weist darauf hin, dass der Unterschied der Höhe von AP1 und AP2 nicht ausreichend ist, um eine realistische und angemessene Kapazitätsbestellung anzureizen. Ein derart geringer Abstand zwischen AP1 und AP2 könnte dazu führen, dass sehr viele Kunden nahe der Mindestbestellkapazität bestellen. Aus diesem Grund sollte der bislang vorgegebene Abstand zwischen AP 1 und AP 2 überdacht und offen ausgestaltet werden.

Aus unserer Sicht sollte für das Verhältnis zwischen AP 2 und AP 1 keine Obergrenze festgelegt werden. Das Verhältnis sollte im Ermessen der Netzbetreiber gelegt werden. Die Netzbetreiber könnten damit zielgerichtet eine Lenkungswirkung erzeugen und den Anreiz zur systematischen Bestellung nahe der Mindestbestellkapazität wirkungsvoll entgegenen.

Nach Auffassung des VKU ist es zwingend erforderlich festzulegen, dass die Kapazitätsbestellungen im Standardfall durch den Stromlieferanten erfolgen. Die entsprechenden Prozesse in der Marktkommunikation müssen noch etabliert werden. Die Übermittlung und Verarbeitung wäre so vollautomatisch bei Netzbetreibern möglich. Begründung: Der Letzt-

verbraucher muss mit dem Stromlieferanten ohnehin die maximale Kapazität im Liefervertrag abstimmen. Bei jährlich neu zu buchenden Jahresbandkapazitäten ist auf diese Weise kein komplexes Vertragsmanagement bei den Beteiligten erforderlich. Das Vorgehen würde erheblichen, parallelen Kommunikationsaufwand ersparen und würde aus den Erfahrungen mit § 14a EnWG das Fehlerpotential reduzieren.

In Ziffer 8.4 ist vorgesehen, dass die Bestellkapazität höchstens 100 % der vereinbarten Netzschlusskapazität betragen darf. Unklar bleibt, wie dies sichergestellt werden soll, wenn mehrere abrechnungsrelevante Marktlokationen sich hinter einem Netzanschluss befinden oder wenn es andere komplexe Konstrukte mit z. B. Hinterschaltungen gibt. Auch ist im Allgemeinen nicht klar, wie sich Netzanschlusskapazitäten bei komplexen Erzeugungsanschlussanlagen (Verbrauch, Erzeuger, Speicher) miteinander verhalten.

Die BNetzA sollte klarstellen, dass es die Aufgabe der Anschlussnutzer ist, die Einhaltung der Vorgabe sicherzustellen. Sie müssen die Höhe der Netzanschlusskapazität beim Anschlussnehmer in Erfahrung bringen und sich ggf. abstimmen. Wird die Vorgabe dennoch verletzt, so hat der Netzbetreiber das Recht, die Bestellwerte entsprechend zu kürzen.

Praxisregeln zur Netzanschlusskapazität

Die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität ist eine zentrale Bezugs- und Begrenzungsgröße des Bestellkapazitätsmodells. Bei älteren Bestandsanschlüssen könnte sie jedoch in Einzelfällen nicht durchgängig eindeutig dokumentiert sein oder ist nicht ohne Weiteres rekonstruierbar. Die Festlegung sollte deshalb eine bundesweit einheitliche Ersatzregel vorsehen. Dabei ist zu bestimmen, ob und unter welchen Voraussetzungen technische Anschlusswerte oder historisch nachgewiesene Höchstleistungen ersatzweise herangezogen werden dürfen.

Optimale Bestellkapazität

Tenorziffer 8.4 Sätze 3 bis 8 sowie Tenorziffer 8.5.

Der VKU fordert, dass eine ausdrückliche Haftungsfreistellung bei methodenkonformer Ersatzwertermittlung, detaillierte Vorgaben zum historischen Datenzeitraum und ein gesonderter Streitbeilegungsprozess im Tenor geregelt werden.

Ziffer 8.4 des Festlegungsentwurfs sieht vor, dass der Netzbetreiber eine „optimale Bestellkapazität“ aus den ihm vorliegenden Lastgängen des Netznutzers und den veröffentlichten Preisen ableitet, wenn der Netznutzer seiner Mitteilungspflicht nicht rechtzeitig nachkommt.

Diese Regelung ist grundsätzlich geeignet, eine Auffanglösung für Fälle zu schaffen, in denen Netznutzer ihrer Mitteilungspflicht nicht oder nicht rechtzeitig nachkommen. Sie verschiebt jedoch einen wesentlichen Teil der wirtschaftlichen Optimierungsentscheidung auf den Netzbetreiber. Damit entsteht ein praktisches und rechtliches Spannungsfeld: Der

Netzbetreiber soll eine für den Netznutzer wirtschaftlich günstige Bestellkapazität bestimmen, verfügt aber regelmäßig nur über historische Lastgangdaten, veröffentlichte Preisparameter und gegebenenfalls begrenzte Informationen zur künftigen Verbrauchsentwicklung des Netznutzers.

Künftige Produktionsänderungen, Betriebsstillstände, Erweiterungen, Flexibilitätsmaßnahmen, Eigenversorgung, Speicherbetrieb oder sonstige atypische Lastentwicklungen können dem Netzbetreiber ohne zusätzliche Angaben des Netznutzers nicht verlässlich bekannt sein. Aus diesem Grund darf die Ermittlung der optimalen Bestellkapazität nicht als individuelle Beratungs-, Prognose- oder Erfolgspflicht des Netzbetreibers gegenüber dem Netznutzer verstanden werden.

Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass für Netzbetreiber keine nachträglichen Haftungsrisiken für eine vermeintlich nicht optimale Wahl der Bestellkapazität entstehen, wenn er die Ermittlung nachvollziehbar, diskriminierungsfrei, auf Basis der verfügbaren Daten und nach einer regulatorisch vorgegebenen Methode vorgenommen hat. Andernfalls entstehen erhebliche Haftungs- und Streitrisiken, insbesondere wenn sich die tatsächliche Lastentwicklung im Abrechnungsjahr anders darstellt als aus den historischen Lastgängen ableitbar war.

Zur Vermeidung von Auslegungs-, Abrechnungs- und Haftungsstreitigkeiten sollte die Festlegung die Methode zur Ermittlung der optimalen Bestellkapazität präziser definieren.

Vorschlag:

Im Rahmen der Bestellung der Kapazität sollte die gemessene Leistung [kW(max)] der Vorjahre (z.B. max. 5 Jahre) herangezogen werden können. Die Mindestkapazität von 10 % ist dabei zu gering gewählt. Nach Auffassung des VKU sollten grundsätzlich mind. 60 – 70 % der Netzanschlusskapazität bestellt werden müssen. Damit würde eine verlässliche Kalkulationsgrundlage geschaffen. Eine niedrigere Mindestkapazität sollte nur im begründetem Ausnahme-/Härtefall mit Begründung seitens Lieferanten/Letztverbraucher (z. B. geänderte Produktionsstruktur etc.) möglich sein.

Des Weiteren ist der Begriff „optimal“ zu unbestimmt und sorgt für Rechtsunsicherheit. Insbesondere ist zu klären, ob sich die Optimierung ausschließlich auf die rechnerisch geringste Netzentgeltbelastung auf Basis historischer Lastgänge bezieht oder ob weitere Kriterien wie Netzanschlusskapazität, Lastentwicklungsprognose, atypische Verbrauchssituationen, Flexibilitätsverhalten oder Angaben des Netznutzers einzubeziehen sind.

Aus Sicht der praktischen Umsetzung sollten mindestens folgende Anforderungen verbindlich geregelt werden:

- **Datengrundlage:** Es ist eindeutig festzulegen, welche Lastgangdaten zu verwenden sind, insbesondere welcher historische Zeitraum maßgeblich ist, wie mit unvollständigen oder fehlerhaften Messwerten umzugehen ist und ob Ersatzwertbildungen zulässig sind.

- **Optimierungsziel:** Es ist klarzustellen, ob die optimale Bestellkapazität ausschließlich nach dem Kriterium der geringsten rechnerischen Netzentgeltbelastung zu bestimmen ist oder ob weitere energiewirtschaftliche, netztechnische oder vertragliche Kriterien berücksichtigt werden dürfen oder müssen. Die Festlegung sollte klarstellen, dass für die Bestellkapazität ausschließlich ganzzahlige kW-Werte zulässig sind.
- **Rechenmethode:** Die Berechnungslogik muss so konkret beschrieben werden, dass Netzbetreiber sie einheitlich, automatisiert und prüffähig anwenden können. Dies umfasst insbesondere den Umgang mit Kapazitätspreis, AP1, AP2, Netzananschlusskapazität, Mindestgrenzen und Höchstgrenzen.
- **Pooling:** Beim Pooling aufgrund galvanischer Verbindung auf Kundenseite ergibt sich die Problematik, dass zwei Netzknoten betroffen sind, welche ggf. von zwei Netzan Anschlüssen gespeist sind. Damit würde sich die Kapazitätsbestellung auf zwei Netzan Anschlüsse beziehen und konnte ggf. zu Umsetzungsfragen führen.
- **Prognoseannahmen:** Es ist festzulegen, ob und in welchem Umfang der Netzbetreiber zukunftsgerichtete Annahmen bilden darf. Ohne ausdrückliche Vorgaben sollte die Ermittlung auf objektiv vorhandene Daten begrenzt bleiben.
- **Mitwirkungspflichten des Netznutzers:** Es sollte geregelt werden, welche Angaben der Netznutzer rechtzeitig bereitzustellen hat, wenn historische Lastgänge für die künftige Nutzung nicht repräsentativ sind. Dazu können insbesondere geplante Produktionsänderungen, Standorterweiterungen, Stilllegungen, Eigenversorgungsanlagen, Speicher, steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder sonstige strukturelle Laständerungen gehören.
- **Dokumentation und Nachvollziehbarkeit:** Der Netzbetreiber sollte die verwendeten Daten, Rechenschritte und Parameter nachvollziehbar dokumentieren. Zugleich sollte geregelt werden, dass eine ordnungsgemäß dokumentierte Berechnung als ausreichender Nachweis der pflichtgemäßen Ermittlung gilt.
- **Zeitpunkt und Verbindlichkeit:** Es ist festzulegen, zu welchem Zeitpunkt die optimale Bestellkapazität zu ermitteln und mitzuteilen ist, ob spätere Korrekturen zulässig sind und unter welchen Voraussetzungen eine Anpassung im laufenden Kalenderjahr ausgeschlossen oder möglich ist.
- **Haftungsausschluss:** Die Festlegung sollte ausdrücklich bestimmen, dass der Netzbetreiber bei methodenkonformer Ermittlung keine Haftung für eine abweichende tatsächliche Netzentgeltbelastung oder für wirtschaftliche Nachteile des Netznutzers übernimmt. Dies gilt insbesondere, wenn der Netznutzer keine, verspätete oder nicht belastbare Angaben gemacht hat.
- **Streitbeilegung:** Für Einwände des Netznutzers gegen die ermittelte Bestellkapazität sollte ein klarer Prozess vorgesehen werden, einschließlich Fristen, Nachweispflichten und Abgrenzung zwischen rechnerischen Fehlern, geänderten Nutzungsannahmen und nachträglicher wirtschaftlicher Optimierung.
- **Standard- oder Ersatzkapazität:** Es ist zu prüfen, ob als Alternative zur individuellen Optimierungsrechnung eine regulatorisch definierte Standardkapazität oder

Ersatzregel vorgesehen werden sollte, wenn keine belastbare Datengrundlage vorhanden ist. Dadurch könnten Haftungsrisiken und administrative Belastungen reduziert werden.

Klärungsbedarf: Die Bundesnetzagentur sollte die Ermittlung der optimalen Bestellkapazität methodisch so konkretisieren, dass Netzbetreiber rechtssicher vorgehen können. Insbesondere sollte klar geregelt werden, welche Daten zwingend einzubeziehen sind, welche Mitwirkungspflichten den Netznutzer treffen und dass Netzbetreiber von einer Haftung für das wirtschaftliche Ergebnis der ermittelten Bestellkapazität freigestellt sind.

9. Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Finanzierungsentgelte für Erzeuger lehnt der VKU weiterhin nachdrücklich ab. Sie erzeugen nur zusätzliche Transaktionskosten, Netzkosten werden hingegen nicht gesenkt, sondern im besten Fall nur umverteilt.

Da die BNetzA dennoch beabsichtigt, ihr Vorhaben umzusetzen, müssen folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Null-Einspeiser müssen explizit ausgenommen werden
- Bei PV-Anlagen bis 100 Kilowatt elektrischer Leistung soll im EEG 2027 eine Drosselung der Einspeiseleistung auf 50 % vorgenommen werden. Diese dauerhaft gedrosselte Leistung muss die Grundlage sein. Hier fehlt eine Klarstellung im AgNes-Festlegungsentwurf
- Die Definition der Investitionsentscheidung “in geeigneter Weise” ist unklar und sollte präzisiert werden
- es sollte klargestellt werden, dass bei unterjährigen Änderungen (z.B. unterjährige Inbetriebnahme) nur ein anteiliges Entgelt zu zahlen ist

Aus Sicht des VKU verbleibt gleichwohl Umsetzungsbedarf auf Ebene der Verteilnetzbetreiber. Die praktische Anwendung erfordert eine eindeutige und automatisierbare Zuordnung von Anlagen, Ausnahmen und Übergangsfällen. Die Anknüpfung an Angaben im Marktstammdatenregister ist grundsätzlich sachgerecht, löst aber die Frage der Datenqualität nicht vollständig. In der Praxis können Registerdaten unvollständig, verspätet aktualisiert oder widersprüchlich zu Netzanschluss- und Messdaten sein.

Der VKU fordert daher folgende Konkretisierungen:

- verbindliche Vorrangregel für Datenquellen, insbesondere bei Abweichungen zwischen Marktstammdatenregister, Netzanschlussdaten und Messkonzept,
- klarer Korrekturprozess bei nachträglicher Änderung von Registerdaten,
- Regelung zur Rückwirkung bei verspäteter oder fehlerhafter Anlagenmeldung,
- standardisierte Kommunikationsprozesse zwischen Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber,

- Haftungsbegrenzung des Netzbetreibers, wenn dieser auf Grundlage der vorgesehenen Datenquellen und Prozesse abrechnet.

Des Weiteren müsste aus Sicht des VKU geregelt werden, wie im Falle von Insolvenzen und verzögerten Zahlungsflüssen umzugehen ist. Dabei dürfen den Verteilnetzbetreibern als mit der Abwicklung betraute Akteure keine negativen finanziellen Auswirkungen entstehen. Die dabei entstehenden Abwicklungskosten dürfen nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Zudem sollten in der Festlegung Regelungen zur Haftungsfreistellung der Verteilnetzbetreiber aufgenommen werden.

Laut Festlegungsentwurf erfolgt die Abrechnung auf Grundlage vertraglich vereinbarter Einspeisekapazität. Dabei ist zu beachten, dass es FCA gibt, bei denen sich die Einspeisekapazität im Laufe des Jahres verändert. Für diese Fälle ist derzeit unklar, auf welcher Grundlage das Einspeisekapazitätsentgelt zu ermitteln und abzurechnen ist. Aus Sicht des VKU sollte hierfür eine eindeutige und praxistaugliche Regelung vorgesehen werden.

Der Schwellwert und die Beschreibungen in Tenor 9.1 von 30 kW verursacht Abgrenzungsprobleme bzw. Verständnisfragen. Es ist unklar, ob die die folgenden Auswirkungen der Regelung von der BNetzA intendiert sind.

- Für Einspeiseanlagen bei Prosumern im GP/AP-Modell gibt es überhaupt keinen Bestandsschutz (Prosumer-Aufschlag ist ab 2029 voll zu zahlen)
- Einspeiseanlagen bei Prosumern im GP/AP-Modell mit weit über 30 kW (z.B. Bauernhof mit größerer PV-Anlage) bezahlen "nur" den Aufschlag. Die gleiche Einspeiseanlage bei einem Kunden mit KP/AP-Modell bezahlt den Einspeisekapazitätspreis, der vielfach höher sein wird
- Einspeiseanlagen unter 30 kW bei Anschlussnutzern mit KP/AP-Modell bezahlen überhaupt kein Einspeiseentgelt (Balkonanlage für RLM-Kunden?)

Der VKU schlägt vor, die Überprüfung auf das Abrechnungsmodell für Einspeiser umzukehren. Anstatt sich auf den Status der verbundenen Verbrauchsmarktlotation (GP/AP oder KP/AP) und dann auf die Anlagengröße der Erzeugungsanlage zu beziehen, sollte nur zwischen Anlagen größer / kleiner 30 kW unterschieden werden. Alle Erzeugungsanlagen (größer 2 kW und) kleiner als 30 kW erhalten einen Prosumer-Aufschlag unabhängig von der zugehörigen Marktlotation. Die Abrechnung erfolgt über den zugeordneten Anschlussnutzer. Für Anlagen größer 30 kW wird das Einspeisekapazitätsentgelt verlangt und ggü. dem Betreiber der Einspeiseanlagen abgerechnet. Damit kann es zwar dann auch einen Grundpreis im KP/AP-System geben, aber die obenstehenden Auswirkungen in den Punkten 2 und 3 verschwinden und der erste Punkt gilt nur noch für die kleineren Anlagen.

Es ist eine Klarstellung erforderlich, dass bei dem Kapazitätsentgelt in Bezug auf „überbaute“ Netzanschlüsse (z. B. Wind, PV, GrünBESS) nur die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität am Netzanschluss gilt und nicht die kumulative Einspeisekapazität der einzelnen Technologien.

Die reine Ausrichtung auf die Kapazität „verteuert“ Strom aus PV-Freifläche im Vergleich zu Wind oder anderen Technologien stark, obwohl die Nutzung der Netzinfrastruktur für PV im Vergleich gut vorhersehbar ist, die Volllaststunden niedrig sind und praktisch „die Hälfte“ des Tages definitiv keine Nutzung erfolgt (außer im Verbund mit BESS). Hier könnte über einen Verteilungsschlüssel auf Basis der statischen Volllaststunden je Technologie nachgedacht werden, um eine Annäherung der Belastung je MWh zu erreichen.

In Tenorziffer 9.3 wird die Berechnung des Kapazitätspreises auf einen Fünfjahresdurchschnitt ausgelegt. Der VKU geht davon, dass sowohl die Berechnung als auch die Verantwortung und Haftung für die Basisdaten bei den ÜNBs liegen wird. Die Haftung für die Richtigkeit muss ausschließlich bei den ÜNBs verankert werden. Aus VKU-Sicht muss dieses in der Festlegung klar gestellt werden.

Übergangsvorschriften und Nachweise für Erzeugungsanlagen

Tenorziffer 17.4, insbesondere die Sätze 1 bis 6.

Die nachfolgend vom VKU geforderte Nachweis- und Prüfarchitektur ist im Tenor nicht abschließend geregelt.

Offen bleibt jedoch die praktische Nachweis- und Prüfarchitektur. Der Entwurf regelt zwar den Übergangstatbestand, aber noch nicht hinreichend präzise, wie der Netzbetreiber die Nachweise praktisch prüfen und rechtssicher dokumentieren soll.

Der VKU fordert daher:

- abschließende Liste zulässiger Nachweise für die endgültige Investitionsentscheidung,
- standardisiertes Nachweisformular für Anlagenbetreiber
- klare Begrenzung der Prüfungspflicht des Netzbetreibers auf formale Vollständigkeit und Plausibilität
- keine materielle Investitions-, Finanzierungs- oder Förderprüfung durch den Netzbetreiber,
- Rechtsfolge bei verspätetem oder unvollständigem Nachweis
- Korrekturregel bei nachträglich festgestellten Fehlern
- Haftungsfreistellung des Netzbetreibers bei gutgläubiger Verarbeitung der eingereichten Nachweise
- Regelungen zur Behandlung von Betreiberwechsel, Standortänderung, Leistungserhöhung und Repowering, soweit dies nicht bereits abschließend geregelt ist.

- Angleichung der Dauer des Vertrauensschutzes zum jeweiligen EEG-Förderzeitraum. In der Begründung ist diese Intention durch den Bezug zur vermeintlichen Förderdauer von 20 Jahren zwar erkennbar. Für Anlagen außerhalb der EEG-Ausschreibungen beträgt die Förderdauer allerdings das Inbetriebnahmejahr plus 20 Kalenderjahre, so dass sich der VKU dafür ausspricht, die Dauer des Vertrauensschutzes identisch zum EEG-Förderzeitraum zu gewähren. Auch abrechnungstechnisch wäre das einfacher abbildbar.

Netzersatzanlagen dürfen nicht als Erzeugungsanlagen erfasst werden

Ziffer 9.1 erfasst jede Erzeugungsanlage über 30 kW – auch Netzersatzanlagen, die ausschließlich der Versorgungssicherheit dienen und im Regelbetrieb nicht einspeisen. Da keine Einspeisekapazität vereinbart ist, greift die Auffangregelung in Ziffer 9.3 Satz 4. Ein Kapazitätsentgelt auf eine Anlage, die nie einspeist, ist weder kostenreflexiv noch lenkungswirksam und es belastet gezielt die Vorhaltung von Notstromkapazität für bspw. Abwasserbeseitigung und Hochwasserschutz.

10. Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Unklar ist, ob Tenorziffer 10.2 Satz 3 bedeutet, dass dieser Speicher wie ein netzgekoppelter Speicher behandelt wird. Allerfalls bleibt unklar, wie dann die Arbeitsentgeltbestimmung AP1/AP2 und die Kapazitätsbestellung funktioniert. Auch sollte klargestellt werden, ob die Befreiung von den Arbeitspreisen unbefristet gilt.

11. Finanzierungsentgelte für Elektrolyse

Tenorziffer 11.1

Die im derzeit konsultierten Festlegungsentwurf vorgesehene besondere Entgeltsystematik für Elektrolyseure begrüßen wir ausdrücklich. Zur Erhöhung der Rechts- und Investitionssicherheit sollte die Begründung entsprechend klarstellen, dass die Regelung nicht allein auf Artikel 18 Absatz 2 f der Strombinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 gestützt wird. Zur Erhöhung der Rechts- und Investitionssicherheit sollte die Begründung entsprechend klarstellen, dass die Regelung nicht allein auf Artikel 18 Absatz 2 f 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 Artikel 18 Absatz 2 f stützt, gibt es u.a. folgende weitere Grundlagen für die Begründung:

Die besondere Systemfunktion von Elektrolyse liegt in ihrer Flexibilität: Sie kann erneuerbaren Strom gezielt dann nutzen, wenn viel davon verfügbar ist, und so Abregelungen und Netzengpasskosten reduzieren. Diese Systemfunktion wird in Artikel 18 Absatz 1 bis 3 der Strombinnenmarkt-Verordnung als Begründung für Sondernetzentgelte aufgeführt. Insbesondere werden durch die Sondernetzentgelte für Elektrolyseure auch Investitionen zur

Optimierung des bestehenden Netzes (Artikel 18 Absatz 2 d)) gefördert und Innovationen im Bereich Flexibilitätsleistungen erleichtert (Artikel 18 Absatz 2 g).

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

Im Festlegungsentwurf sind für strombasierten Wärmeerzeuger (Elektrokessel und Wärmepumpen) in Wärmenetzen keine Sondernetzentgelte vorgesehen. Dabei ist zu beachten, dass Wärmepumpen und Elektrokessel ebenfalls sowohl eine hohe Effizienz als auch eine große Flexibilität aufweisen und damit erheblich sowohl zu den Zielen der Energiewende als auch zur Stromnetzentlastung beitragen. Der Verbund von KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrokessel wirkt darüber hinaus systemstabilisierend und ist damit besonders netzdienlich.

Nach Auffassung des VKU wären daher für strombasierte Wärmeerzeuger vergleichbare Sondernetzentgelte gerechtfertigt.

12. Entgelte mit Anreizfunktion

Der VKU steht der Einführung dynamischer Netzentgelte weiterhin sehr kritisch gegenüber und hat dies im AgNes-Prozess bereits mehrfach begründet. Aus unserer Sicht stehen der erwartete Nutzen und der erforderliche Umsetzungsaufwand in keinem angemessenen Verhältnis. Es muss insbesondere beachtet werden, dass die ÜNB die Redispatch-Mengen auch kurzfristig kaum prognostizieren können. Die resultierenden Risikoaufschläge könnten das Energiesystem in Summe verteuern. Die gleichzeitige Einführung dynamischer Netzentgelte für Erzeuger und Verbraucher würde die Komplexität des Strommarktdesigns erheblich erhöhen. Nicht intendierte Wechselwirkungen und Fehlanreize sind dabei kaum auszuschließen.

Vor diesem Hintergrund ist es zwar zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur das weitere Verfahren verschieben will, allerdings sollte es keine Vorfestlegung zur Einführung in der AgNes-Festlegung geben. Diese sollte bewusst offen gelassen werden, da es im nächsten Jahr eine Folgefestlegung geben soll. Der VKU hält es daher für sinnvoll, die entsprechenden Regelungen (12.2) mit der aufschiebenden Bedingung (12.3) zu streichen. Sofern sich im Rahmen der angedachten Studien neue, überzeugende Erkenntnisse zur Vorteilhaftigkeit dynamischer Netzentgelte für Erzeuger und weitere Netznutzergruppen ergeben, kann dies in angedachten separaten Festlegungen aufgegriffen werden.

Denn bereits die Ankündigung führt zu schon jetzt zu Problemen bei der Gebotsabgabe in Auktionen. Theoretisch müssten diese Netzentgelte finanziell eingepreist werden, was aber praktisch nicht möglich ist. Diese Tatsache muss im Rahmen der Festlegung auf jeden Fall im Sinne eines Vertrauensschutzes beachtet werden.

In **Ziffer 12.5** des Festlegungsentwurfs behält sich die Bundesnetzagentur ausdrücklich die Einführung von dynamischen Netzentgelten für Elektrolyseure vor. Bei einer möglichen Einführung muss sichergestellt werden, dass Elektrolyseure für die Produktion von RFNBO und kohlenstoffarmen Wasserstoff nicht schlechter gestellt werden. Dabei sind auch die verbundenen Strombezugskriterien zu berücksichtigen. Für die Investitions- und Planungssicherheit muss insbesondere eine rückwirkende schlechter Stellung explizit ausgeschlossen werden.

Für die volatilen Erzeuger Wind und PV kann die Einspeisung aufgrund eines Anreizentgelts nicht erhöht werden. Für ein Anreizentgelt zur Reduzierung der Einspeiseleistung gibt es zwei Möglichkeiten. 1. Weiterhin maximal mögliche Einspeiseleistung. Der Anlagenbetreiber hat geringere Erlöse. 2. Die Einspeisung lohnt sich nicht. Die Anlage speist nicht ein. Hier kann es schnell zu nicht gewollten Nebeneffekten für die Netzstabilität kommen, vor allem, wenn Anlagen mit ähnlicher Kostenstruktur gleichzeitig auf das dynamische Netzentgelt reagieren.

Ferner sollte beachtet werden, dass dynamische Netzentgelte für Batteriespeicheranlagen zu unnötigen „Mitnahmeeffekten“ führen könnten, da sich diese vordergründig an Marktmechanismen orientieren und nicht an den Bedarfen der Netze. Beides kann zufällig deckungsgleich sein. Derartige Zufälle sollten allerdings nicht zusätzlich auf Kosten der Allgemeinheit entlohnt werden.

13.Sonderformen der Netznutzung

Keine Anmerkungen

14.Verprobung

Gemäß Ziffer 14.4 sollen Netzbetreiber Anpassungen der Netzentgelte zum 01.01. im Fall wesentlicher Anpassungen der Kalkulationsgrundlage der Regulierungsbehörde spätestens 10 Werktage vor dem 01.01. erläutern. Der VKU hält dies nicht für praktikabel und auch für nicht erforderlich. Rein praktische Probleme entstehen aufgrund der urlaubsbedingt eingeschränkten Personalkapazitäten beim Netzbetreiber und der Regulierungsperiode in der zweiten Dezemberhälfte. Gespräche erscheinen in dieser Zeit nur ausnahmsweise möglich. Eine Modifikation der kalkulierten Netzentgelte als Folge solcher Gespräche wäre kaum umsetzbar. Insoweit liefe auch eine Änderung der Kontaktpflicht in eine Mitteilungspflicht ins Leere.

Der Netzbetreiber sollte in eigener Verantwortung ohne Rücksprache mit der Regulierungsbehörde handeln können. Dazu sollte die Regulierungsbehörde konkretisieren, was

sie unter einer wesentlichen Abweichung versteht. Entstehende Differenzen werden später ohnehin über das Regulierungskonto ausgeglichen. Insoweit entstehen den Netznutzern keine Schäden.

Der Nachweis der Netzbetreiber, wenn sie Netzentgelte zum endgültigen Zeitpunkt neu kalkuliert haben, sollte gestrichen werden. Alle Infos werden bereits im EHB und Entgeltbericht ausführlich dargelegt. Diese neue Nachweispflicht würde zusätzliche Bürokratie ohne erkennbaren Mehrwert verursachen.

15. Aufschlag für besondere Netznutzung

Keine Anmerkungen

16. Dokumentation

Entgeltberichte: Bisher sind Netzbetreiber gemäß der StromNEV verpflichtet, neben den Erhebungsbögen (EHB) auch Entgeltberichte zu erstellen. Gemäß Tenorziffer 16 möchte die BNetzA an dieser Praxis festhalten und begründet dies mit der Nachvollziehbarkeit für Dritte. Dabei ist die BNetzA der einzige Adressat dieser Informationen. Aus jahrelangen Erfahrungen unserer Mitgliedsunternehmen werden alle erforderlichen Informationen zu den Netzentgelten bereits in den Erhebungsbögen erfasst, um die Netzentgeltbildung im Detail nachvollziehen zu können (Kosten, Bewegungsdaten, Erlöse). Die Entgeltberichte werden parallel angefertigt, ohne dass daraus ein Mehrwert erkennbar ist. Aus Sicht des VKU bleibt an dieser Stelle die einmalige Chance zum Abbau unnötiger Berichtspflichten ungenutzt.

Die Pflicht zur Anfertigung eines Entgeltberichts sollte entfallen. Stattdessen könnten die Erhebungsbögen weiterentwickelt werden und an die Anforderungen von AgNes angepasst werden, wie z. B. Erweiterung um den Parameter „Prosumer-Aufschlag“. Damit wären Anforderungen an die Transparenz und Nachvollziehbarkeit weiterhin gewahrt.

17. Übergangsvorschriften

Übergangsfrist der atypischen Netznutzung

In Ziffer 17.1 wird klargestellt, dass die sogenannte atypische Netznutzung ab 2029 nur noch für Letztverbraucher Anwendung findet, wenn diese mehr als 10 GWh Jahresstrombezug aufweisen. Diese Grenze hat in dieser Regelung bisher keine Rolle gespielt und wirkt dadurch wie eine willkürliche Benachteiligung kleinerer Verbraucher. Zudem streicht die Bundesnetzagentur nach Ablauf zusätzlicher drei Jahre die atypische Netznutzung komplett. Damit entfällt die heute faktisch einzige Möglichkeit, ein netzdienliches Verhalten bei Letztverbrauchern über Netzentgelte anzureizen. Um stattdessen netzdienliche Flexibilität anzureizen, sollte die Bundesnetzagentur die atypische Netznutzung beibehalten und weiterentwickeln. Ansonsten droht ein Einbruch der Neuinstallationen von dringend benötigter Nachfrageflexibilität. Darüber hinaus wird bereits vorhandene Flexibilität nicht

mehr lokal netzdienlich aktiviert und stattdessen an bundesweiten Großhandelsmärkten eingesetzt werden.

Fortwirkung der FID bei nicht selbst verschuldeter Vertragsauflösung:

In der Festlegung sollte berücksichtigt werden, dass, wenn ein Vorhabenträger eines BESS-Projektes aus Gründen, die er nicht zu verantworten hat (Vertragsverstöße des Lieferanten, Kostensteigerungen durch höhere Gewalt, Insolvenzen etc.), einen Liefervertrag auflösen bzw. rückabwickeln muss, die ursprüngliche fristgerechte FID auch für einen anschließenden Bestellvorgang gilt – und damit auch die Netzentgeltbefreiung für das Vorhaben, sofern eine IBN bis 04.08.2029 erfolgt ist.

Bezugsgröße für die 50%-Bestellklausel:

Zum Kriterium „Zunächst muss eine verbindliche Bestellung in Höhe von mindestens 50 % des Investitionsvolumens erfolgt sein“ wurde 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. Hier sollte eindeutig geklärt werden, ob z. B. Planungskosten mit einbezogen sind. Aus unserer Sicht wäre es sinnvoller, die Bezugsgröße auf die gesamten Investitionskosten des BESS bzw. auf die vertraglich gebundenen Investitionskosten zu beziehen.

Klarstellung zur Anrechenbarkeit von EPC-Verträgen für das FID-Kriterium:

Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass auch der Abschluss eines rechtsverbindlichen EPC- (Engineering, Procurement and Construction) bzw. Generalunternehmervertrags geeignet ist, das Kriterium der verbindlichen Bestellung von mindestens 50 % des Investitionsvolumens zum Nachweis des FID-Datums zu erfüllen.

Der Vorhabenträger beauftragt in diesem Fall den EPC-Unternehmer mit der Planung, schlüsselfertigen Errichtung und Inbetriebnahme des Batteriespeichers, einschließlich der Beschaffung und Lieferung aller wesentlichen Anlagenkomponenten.

Auf die konkrete Ausgestaltung der Beschaffungsprozesse, die Beauftragung von Subunternehmern oder den Zeitpunkt einzelner Bestellungen beim Hersteller hat der Vorhabenträger regelmäßig keinen Einfluss und meist auch keine Kenntnis.

Maßgeblich sollte daher sein, dass der Vorhabenträger vor Bekanntgabe der Festlegung (Stichtag) eine rechtlich verbindliche und wirtschaftlich belastbare Verpflichtung gegenüber dem EPC-Unternehmer eingegangen ist, die einen wesentlichen Teil des Investitionsvolumens umfasst und deren Auflösung nur unter erheblichen wirtschaftlichen Nachteilen möglich wäre.

Kriterium „keine Vertragslösung ohne wesentlichen Vermögensschaden“:

Der wesentliche Vermögensschaden wird laut Festlegung in Relation zum Investitionsvolumen gesetzt. 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.

Kriterium Nachweisfrist zum 31.03.2027

Drei Monate ab Bekanntgabe sind für vergaberechtlich gebundene öffentlich-rechtliche Auftraggeber nicht ausreichend. Auch Netzbetreiber müssen innerhalb von drei Monaten einen einheitlichen Prozess zur Annahme, Prüfung und Dokumentation der Nachweise aufbauen. Aus diesen Gründen sollte die Nachweisfrist auf 6 Monate verlängert werden.

Stichtag endgültiger Investitionsentscheidung

Insbesondere in Bezug auf aktuelle Speicherprojekte sollten die vorgesehene Übergangsregelung angepasst werden. Der aktuelle Stichtag für die Anerkennung einer endgültigen Investitionsentscheidung berücksichtigt die tatsächlichen Entwicklungszyklen von Großspeicherprojekten nur unzureichend. Speicherprojekte durchlaufen regelmäßig mehrjährige Entwicklungs- und Genehmigungsphasen. Zwischen Projektstart und Inbetriebnahme liegen häufig mehr als zwei Jahre. In dieser Zeit werden bereits erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen gebunden, ohne dass eine verbindliche Investitionsentscheidung getroffen wurde und eine damit einhergehende Ausschreibung/Vergabe der Errichtungsleistungen gestartet wurde.

Dies betrifft insbesondere Projekte, die sich heute bereits in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium befinden, beispielsweise mit gesichertem Standort, gesichertem Netzanschluss oder eingereichtem Bauantrag. Diese Projekte haben bereits einen erheblichen Entwicklungsaufwand verursacht und werden mit der klaren Absicht verfolgt, tatsächlich umgesetzt zu werden. Gleichzeitig besteht in diesem Stadium noch keine Notwendigkeit, Investitionen von 50 % der Gesamtinvestition zu tätigen. Die derzeitige Regelung führt daher dazu, dass Projekte mit einem geplanten Realisierungszeitpunkt in den Jahren 2028 oder 2029 bereits deutlich vor dem eigentlichen Baubeginn weitreichende Investitionsentscheidungen treffen müssen und Mittel für technische Infrastruktur vergeben werden müsste, die sich noch in Planung befindet.

Aus unserer Sicht sollte daher der Vertrauensschutz nicht ausschließlich an eine endgültige Investitionsentscheidung mit Blick auf die Höhe der bereits vergebenen Leistungen bis zum 01.01.2027 geknüpft werden. Die Einhaltung der Konkretisierung, dass eine Investitionsentscheidung getroffen wurde, wenn verbindliche Bestellungen i.H.v. mindestens 50 % des Investitionsvolumens getroffen wurden, ist unter Berücksichtigung der einzuhaltenden Vergabeverfahren bei mehrheitlich öffentlich bestimmten Unternehmen schwer umzusetzen. Für eine rechtssichere Vergabe sind hierbei EU-Vergabeverfahren anzuwen-

den, die in der Regel sechs Monate ab Beginn der Ausschreibung bis zum Zuschlag in Anspruch nehmen. Dies bedeutet, dass bei Projekten, die sich bereits jetzt im Vergabeverfahren befinden, ein Zuschlag und somit eine Vergabe durchaus erst in Q1-2027 stattfinden kann. Zum Start der Ausschreibung muss das klare wirtschaftliche Interesse vorliegen, dass das Projekt auch umgesetzt wird. Wenn sich im Laufe des Ausschreibungsverfahrens jedoch maßgeblich die Parameter (hier Netzentgeltbefreiung) ändern, ist dies nicht hinnehmbar.

Alternativ schlagen wir vor, dass Projekte einen Vertrauensschutz erhalten, die zum Stichtag einen nachweisbar fortgeschrittenen Entwicklungsstand erreicht haben. Dies könnte beispielsweise durch einen eingereichten Bauantrag, eine Netzanschlusszusage, Zahlung eines Baukostenzuschusses, ein bestandskräftiger Fördernachweis oder vergleichbare Nachweise belegt werden. Eine solche Anpassung würde aus unserer Sicht keine ungerechtfertigten Vorteile für Neuprojekte schaffen, gleichzeitig aber sicherstellen, dass bereits weit entwickelte Speicher- oder Elektrolyseprojekte nicht nachträglich mit zusätzlichen wirtschaftlichen Belastungen konfrontiert werden. Dies wäre auch im Sinne des dringend benötigten Ausbaus von Speichern als Flexibilitätsoption für das Stromsystem. Insbesondere bei Elektrolyseprojekten wären derartige Regelungen entscheidend da sie eine verhältnismäßig lange Projektentwicklungsdauer aufweisen und die Kosten für die Projekte beispielsweise bereits bei der Einreichung von Förderanträgen festgelegt wurden.

Tenorziffer 17.7

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 ÜNB übernommen, wo es in die Umlage nach § 19 StromNEV floss. Ab 2029 wird nun das Netzentgelt aus dem KP (Kapazitätsentgelts für Erzeugungsanlagen) und der NAK vom Elektrolyseur berechnet und weiterhin vom ÜNB 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 nun zukünftig auf die restlichen Kunden des Netzbetreibers verteilt. Diese kann insbesondere bei kleinen Netzen (z.B. geschlossene Verteilnetzbetreiber) zu dramatischen Preiserhöhungen führen.

Daten, Marktkommunikation und Haftung

Verbindliche Datenquellen und Verantwortlichkeiten

AgNES verwendet zahlreiche Daten, insbesondere Marktstammdatenregisterdaten, Netzanschluss- und Bestellkapazitäten, Letztverbrauchsdaten, Prosumer- und Einspeisermerkmale, Speicherklassifikationen sowie Übergangsnachweise. Die Festlegung sollte für widersprüchliche Datenquellen verbindliche Vorrangregeln vorgeben. Der meldende Marktakteur muss die materielle Verantwortung für die Richtigkeit seiner Angaben tragen; die

Prüfungspflicht des Netzbetreibers ist auf formale Vollständigkeit und Plausibilität zu begrenzen. Die zeitliche Wirkung von Statusänderungen, Rechtsfolgen verspäteter Korrekturen und einheitliche Dokumentationsanforderungen müssen festgelegt werden.

Synchronisierung mit Marktkommunikation und MaBiS-Hub

Die Einführung neuer Entgeltkomponenten muss mit der Weiterentwicklung der elektronischen Marktkommunikation und insbesondere dem MaBiS-Hub synchronisiert werden. Für jede AgNes-relevante Datenkategorie ist verbindlich festzulegen, ob sie über den MaBiS-Hub, bestehende bilaterale Marktkommunikation, Registerdaten oder gesonderte Nachweisprozesse bereitgestellt wird. Dies betrifft insbesondere Letztverbrauchsdaten, Bestellkapazitäten, Prosumer- und Einspeisermerkmale, Speicherklassifikationen, Elektrolyseurstatus, Übergangsnachweise und Zuordnungen zwischen Netzbetreibern.

Für jede Datenkategorie sind Marktrolle, Datenformat, Frist, Qualitätsanforderung, Bestätigungs- und Fehlerprozess sowie die rückwirkende Wirkung von Korrekturen eindeutig zu regeln. Neue Entgeltbestandteile dürfen erst verpflichtend abgerechnet werden, wenn die zugehörigen Prozesse verbindlich beschrieben, technisch umgesetzt und ausreichend getestet sind. Parallele manuelle Sonderprozesse und Doppelaufwände sind zu vermeiden. Neue Entgeltregelungen sollten erst dann in Kraft treten, wenn die erforderlichen Marktprozesse und technischen Rahmenbedingungen vollständig definiert und erprobt sind. Nur so erhalten Netzbetreiber, Lieferanten und weitere Marktteilnehmer ausreichend Planungssicherheit für die Umsetzung.

Haftungsbegrenzung und Korrekturfolgen

Netzbetreiber müssen auf die regulatorisch vorgesehenen Datenquellen und Prozesse vertrauen dürfen. Bei ordnungsgemäßer Plausibilisierung und Verarbeitung dürfen sie nicht für fehlerhafte, verspätete oder unvollständige Angaben anderer Marktakteure, Registerstellen oder zentraler Datenprozesse haften. Eine Haftung des Netzbetreibers ist auf die Verletzung eigener, klar definierter Pflichten zu begrenzen. Nachträgliche Datenkorrekturen dürfen nicht zu einer nicht verursachten wirtschaftlichen Belastung des Netzbetreibers führen; erforderlich sind klare Korrektur- und Rückabwicklungsmechanismen gegenüber dem jeweils verantwortlichen Marktakteur.

Anhang

Verweisfehler

- Tenor 13 (Seite 17): Verweis auf „8.3“ fehlerhaft. Es müsste 8.4 heißen.
- Tenor 14.1 Satz 4 Nr. 2 (Seite 18): Verweis auf „8.5“ fehlerhaft. Es müsste 8.6 heißen.
- Tenor 17.8 (Seite 24): Verweis auf Tenorziffer 2 Nr. 9 fehlerhaft. Es müsste Tenorziffer 2 Nr. 11 heißen.

- Begründung Ziffer 14.1 (Seite 155): Verweis auf „8.3 und 8.4“ fehlerhaft. Es müsste 8.4 und 8.5 heißen.
- Begründung Ziffer 17 (Seite 172): Verweis auf „8.3“ fehlerhaft. Es müsste 8.4 heißen.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse

Tel: +49 170 8580 195

froese@vku.de