

Stellungnahme zu Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA vom 20. November 2025 Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Vorwort

Die Leistungspreisregelung in der aktuellen Systematik ist komplex und bildet die durch dezentrale Einspeisung und Rückspeisung geprägten Energieflüsse nicht mehr adäquat ab. Der heutige Leistungspreis bietet geringe Planungssicherheit und wirkt gleichzeitig als Flexibilitätshemmnis für den Netznutzer. Das Sachstandspapier zu AgNes schlägt daher sinnvollerweise die Einführung eines Kapazitätspreises vor.

Die Bundesnetzagentur legt die Kriterien der Kostenorientierung, Finanzierungsbeteiligung, Anreizfunktion und Umsetzbarkeit als wesentlich im Rahmen einer Netzentgeltreform fest. Um insbesondere das Kriterium der Kostenreflexivität in der neuen Netzentgeltsystematik umzusetzen, müssen auch Umverteilungseffekte in Kauf genommen werden. Diese könnten für die Netznutzer abgemildert werden, indem stufenweise auf die neue Systematik umgestellt wird, entweder durch eine zeitversetzte Einführung von einzelnen Komponenten für verschiedene Nutzergruppen oder durch langsame Anpassung der Bepreisung bzw. Gewichtung der einzelnen Komponenten bis zur Erreichung des Zielmodells. Durch Festlegung eines Umsetzungspfads erhöht sich die Planungssicherheit für Netzbetreiber, Lieferanten und Netzkunden.

In Bezug auf das Kriterium der Finanzierungsbeteiligung begrüßen wir die Überlegungen zur Einführung von Einspeiseentgelten ausdrücklich. Auch die Einspeisung ist eine Form der Netznutzung, die erhebliche Kosten am Verteilernetz mitverursacht, daher sollten sich auch Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten beteiligen. Eine Auswertung mit Zuordnung von Investitionsmaßnahmen zum Investitionsgrund ‚EE-Anschluss‘ bildet den tatsächlichen Einfluss der Einspeiser auf die Netzkosten nicht ausreichend ab. Am Beispiel der Netzregion Nordpfälzer Bergland, in welcher eine installierte Erzeugungleistung in MS und darüber von mehr als 500 MW einer zeitungleichen (!) Maximallast kleiner 40 MW gegenübersteht, wird deutlich, dass die Netzintegration von EE-Anlagen sich dominierend auf die Dimensionierung des Netzes auswirkt. Dieser Effekt wird auch in anderen Skalen beobachtet, beispielsweise in Regional- oder Ortsnetzen, in denen die höchste Netzauslastung nicht entnahmebedingt, sondern zu Zeiten starker Einspeisung vorliegt. Durch die Verbreiterung der Finanzierungsbasis über die Beteiligung von Einspeisern an der gesamten Kostenbasis könnten die Netzentgelte signifikant gesenkt werden. Die genaue Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten für Einspeiser sollte intensiv weiter diskutiert werden. Nach erster Einschätzung scheint zumindest die Einführung eines Kapazitätspreises sinnvoll, da die Netzanschlusskapazität als wichtiger Netzkostentreiber identifiziert wird und die einmalige Erhebung eines Baukostenzuschusses als unzureichend zur Erfüllung der Finanzierungsfunktion gesehen wird. Auch netzdienliche Aspekte sollten bei der Diskussion über die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten einbezogen werden.

Anreiz- und Finanzierungsfunktion

Die Unterteilung der Netzentgeltkomponenten nach Anreiz- und Finanzierungsfunktion begrüßen wir. Die Komponenten mit Finanzierungsfunktion erhöhen die Planbarkeit bei Netznutzer und Netzbetreiber. Über die Komponenten mit Finanzierungsfunktion können die über die Erlösobergrenze abgebildeten Kosten der Netzbetreiber gedeckt werden. Im Sinne der Kostenreflexivität sollten auch alle, die das Netz nutzen an dessen Finanzierung beteiligt werden, auch Einspeiser, da diese in vielen Regionen Netzausbau und Kosten für Engpassmanagement verursachen.

Die Einführung einer zusätzlichen Komponente zum Anreizen von netzdienlichem Verhalten kann, wenn diese symmetrisch ausgestaltet ist, die Kosten beim Netznutzer senken. Zudem lassen sich, sofern die Anreizwirkung groß genug ist und nicht von Marktsignalen überlagert wird, die Redispatchkosten beim Netzbetreiber senken.

Die Grundstruktur mit Kapazitätspreis, Arbeitspreis und einer separaten Preiskomponente mit Anreizfunktion erscheint auf den ersten Blick zielführend und übersichtlich. Dabei sollte beachtet werden, dass der Kapazitätspreis im Vergleich zum heutigen Leistungspreis höher gewichtet wird, um dem Kriterium der Kostenreflexivität gerecht zu werden.

Finanzierungsfunktion ab MS/NS-Ebene und Kunden > 100.000 kWh

Ein Kapazitätspreis bepreist die für den Netzausbau relevante und kostentreibende Größe und ist für die Marktpartner leichter zu verstehen. Über seine Grundform (ohne Flexibilisierung) wird eine verbesserte Planbarkeit der Kosten beim Netznutzer, aber auch der Erlöse beim Netzbetreiber erzielt. Zudem ist er einfach in der Anwendung. Als Netzbetreiber halten wir die Kapazität für die geeignete Größe, um die Finanzierungskosten des Netzes zu decken, daher sollte auch der Großteil der Erlöse über den Kapazitätspreis realisiert werden. Grundsätzlich sollten auch Einspeiser in den Kapazitätspreis mit einbezogen werden, dies wäre kongruent zum Vorschlag der BNetzA für Prosumer in der Niederspannung einen höheren Grundpreis zu veranschlagen.

Durch eine Kopplung der bestellten Kapazität an die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (NAK), beispielsweise über einen bestimmten prozentualen Anteil, würde beim Netznutzer ein Anreiz entstehen, auf nicht benötigte NAK zu verzichten. Damit könnten weiteren Anschlusspetenten mit weniger bzw. ohne Netzausbaubedarf eine NAK gewährt werden. Diese Vorgabe würde bei Einführung des Modells die Wahl der bestellten Kapazität vereinfachen. Gleichfalls könnte man diese Mindestkapazität als Default-Kapazität festlegen, falls ein Netzkunde selbst keine Kapazität aktiv bucht.

Aus Netzbetreibersicht ist eine Arbeitspreiskomponente nicht erforderlich, da sie keinen Beitrag zur kostenreflexiven Finanzierung leistet. Gleichwohl ist der Arbeitspreis

erprobt und für den Kunden daher leicht verständlich. Ein Anreiz zu energieeffizientem Verhalten sehen wir allerdings nicht als Aufgabe der Netzentgeltsystematik.

Eine zu bevorzugende Alternative zum BNetzA Modell wäre statt des AP 2 einen KP 2 einzuführen. Bei Überschreitung der gebuchten Kapazität sollte die zusätzliche Beanspruchung des Netzes unmittelbar über einen erhöhten Kapazitätspreis (KP2) bepreist werden, da nicht die Arbeit, sondern die Leistung die Netzbelastung verursacht. Die elektrische Arbeit geht allenfalls in Analogie zu Gleichzeitigkeitsfunktionen in die Netzdimensionierung ein.

Eine weitere mögliche Alternative stellt die Vorgabe von Zeitfenstern für eine „Überschreitungskapazität“ analog zu Modul 3 aus der Festlegung zu §14a EnWG dar. Diese Zeitfenster könnten zusammen mit den Netzentgelten für das Folgejahr veröffentlicht werden. In den bestimmten Zeitfenstern ohne drohende Netzengpässe wäre eine Überschreitung der bestellten Kapazität aus der Betrachtung der Netzsituation unproblematisch und könnte daher auch mit dem niedrigeren Kapazitätspreis KP1 bepreist werden. Dies würde die Reaktion auf Marktsignale ermöglichen. Außerhalb der Zeitfenster würde dann der hohe KP2 greifen.

Insgesamt sollte weiter diskutiert werden, ob sich Finanzierungsfunktion und Anreizfunktion in eine zusammenhängende Entgeltsystematik ohne funktionsscharfe Trennung der Entgeltkomponenten kombinieren lässt, wenn dies die Umsetzung des Preissystems vereinfacht und für den Netzkunden eine bessere Nachvollziehbarkeit ermöglicht.

Fragen der BNetzA:

- *Gibt es geeignetere Möglichkeiten, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?*
S.o.
- *Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?*
Es muss ausgeschlossen werden, dass sich für den Netznutzer das wirtschaftliche Optimum durch eine geringe bestellte Kapazität und unter Inkaufnahme des höheren AP 2 ergibt, daher sollten Vorgaben zur Parametrierung der Komponenten festgelegt werden, die so ausgestaltet sind, dass die Bestellkapazität nahe der tatsächlich in Anspruch genommen Kapazität liegt. Kurze Überschreitungen zur Nutzung von Flexibilität sollten weiterhin möglich sein. Die verpflichtende Bestellung einer Mindestkapazität sollte ebenfalls vorgegeben werden.
Der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung lässt sich über den Vorhalt von Netzen und die (n-1)-Sicherheit begründen und sollte daher entsprechend der Aufteilung der Kosten bei Netzbetreibern auch den weitaus überwiegenden Anteil der Erlöse aus den Netzentgeltkomponenten darstellen. Damit würde sich der Wert der begrenzten Ressource NAK auch in der Bepreisung widerspiegeln. Durch einheitliche Vorgaben zur Parametrierung kann eine Verzerrung des Wettbewerbs zwischen Netzgebieten verhindert werden.

- *Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?*
Es werden Vorgaben zur Abwicklung der Kapazitätsbestellung benötigt. Insbesondere muss der Bestellprozess für Netznutzer und Netzbetreiber einfach handhabbar sein. Bei keiner erneuten Buchung durch den Netznutzer sollte die Kapazität des letzten Jahres übernommen werden. Es bedarf einer Regelung zur Bestellung einer Mindestkapazität (s.u.). Zur Abwicklung des Modells werden klare Vorgaben zur Marktkommunikation benötigt. Die für die Einführung dieser Vorgaben bei allen Marktpartnern erforderlichen Zeiträume müssen mitbedacht werden. Beim Kapazitätsmodell sollten Festlegungen zu Reaktionsmöglichkeiten des Netzbetreibers gemacht werden, wenn der Netznutzer die bestellte Kapazität kontinuierlich über die gesamte Jahresdauer überschreitet, d.h. die Möglichkeit zur zeitweisen Überschreitung der bestellten Kapazität nicht nur zum Einsatz von Flexibilität nutzt. Dieses Verhalten würde der Planbarkeit der Erlöse beim Netzbetreiber entgegenstehen. Im Idealfall macht die Parametrierung der Entgeltkomponenten ein solches Verhalten allerdings wirtschaftlich unattraktiv.
- *Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?*
Die Vorgabe einer Mindestkapazität halten wir für zwingend erforderlich. Je nach Parametrierung der verschiedenen angedachten Komponenten (KP, AP1 und AP2), insbesondere bei einem sehr geringen AP2, könnte für Netznutzer mit wenig Benutzungsstunden das wirtschaftliche Optimum bei einer bestellten Kapazität von (nahe) 0 kW liegen. Würde man eine Mindestkapazität von beispielsweise 80% der NAK vorgeben, könnten flexible Netznutzer im Gegenzug angereizt werden einen Teil ihrer NAK zurückzugeben, denn eine ungenutzte NAK würde dann nicht nur zu Einmalkosten über die Erhebung des BKZ, sondern zu jährlichen Kosten führen. Dies würde eine bessere Verteilung der knappen Ressource NAK innerhalb der Netznutzer und Anschlusspotenten fördern.
- *Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung des Modells sachgerechter?*
Die bisher verankerte Größe von 100.000 kWh zur Abgrenzung von Leistungsgemessenen und SLP-Kunden wirkt bei der Einführung eines Kapazitätspreises nicht sachgerecht. Vielmehr sollte zur Abgrenzung die verbaute Messtechnik als valides Kriterium herangezogen werden, da auch für alle Kunden mit intelligentem Messsystem (iMSys) Leistungswerte zur Bepreisung in einem Kapazitätspreismodell vorliegen. In einem ersten Schritt könnten hier die Pflichteinbaufälle gemäß § 29 Abs. 1 MsbG in das Modell einbezogen werden. Kunden, die auf eigenen Wunsch mit einem iMSys ausgestattet wurden, könnte eine Wahlmöglichkeit (Grundpreis- oder Kapazitätspreismodell) eröffnet werden.

Finanzierungsfunktion Kunden in der Niederspannung (<100.000 kWh)

Höherer Grundpreis für Prosumer

Das verfolgte Ziel einer stärkeren Finanzierungsbeteiligung von Prosumer an den Netzkosten ist für uns nachvollziehbar und wird von uns begrüßt. Ein Aufschlag auf den Grundpreis für Prosumer stellt auf den ersten Blick ein geeignetes Instrument dar.

Für die Umsetzung eines solchen Aufschlags rechnen wir allerdings aktuell mit erhöhtem Einführungsaufwand zur Identifizierung von Prosumern. Eine Identifikation von Prosumern allein über das Marktstammdatenregister ist nicht praxistauglich, da Einspeise- und Bezugsverträge häufig unterschiedlichen Geschäftspartnern zugeordnet sind, selbst im Einfamilienhaus liegt häufig keine Personenidentität vor. Pro Energierichtung ist für die Abrechnung je eine MALO erforderlich. Um zu verhindern, dass sich die Änderung eines Geschäftspartners (GP) der einen Energierichtung fälschlicherweise auch auf den Vertrag der anderen Energierichtung auswirkt, wurden im SAP-System getrennte GP für Bezug und Einspeisung angelegt. Eine Kombination der Einspeise-MALO und der Bezugs-MALO gestaltet sich aus vorgenannten Gründen schwierig.

Saisonaler Arbeitspreis

Einen saisonalen Arbeitspreis zur Beteiligung von Prosumern an den Netzkosten lehnen wir ab, da er nicht ausreichend treffsicher ist. Eine Erhöhung des Arbeitspreises in den Wintermonaten würde insbesondere Kunden mit Wärmepumpen ohne PV-Anlagen belasten und so der Elektrifizierung des Wärmesektors entgegenstehen. In den Sommermonaten werden Kunden mit Klimageräten entlastet. Ein saisonaler Arbeitspreis zeigt folglich unerwünschte Nebeneffekte. Um die notwendigen Verbrauchsmenge für die Abrechnung zu ermitteln, wäre entweder die Ausrüstung mit einem iMSys oder eine unterjährige Ablesung notwendig, was beides zu erhöhten Kosten führen würde.

Kapazitätspreis für alle Kunden in der Niederspannung

Zumindest für alle Kunden mit einem iMSys wäre die Einführung eines Kapazitätspreises einfach umzusetzen. Diese Kunden sollten am von der BNetzA vorgeschlagene Grundmodell mit KP und AP teilnehmen, um die bereits erkannten Vorteile des Kapazitätspreises auch in dieser Kundengruppe realisieren zu können.

Fragen der BNetzA:

- *Wäre eine direkte Netza abrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen bei den Haushalten ankommen?*

Es muss sichergestellt werden, dass die Effekte aus den Netzentgelten auch über den Stromlieferanten an den Netznutzer weitergegeben werden. Eine

direkte Abrechnung durch die Netzbetreiber würde allerdings eine Doppelung der Abrechnungsprozesse mit den entsprechenden Zusatzkosten bedeuten und ist daher als volkswirtschaftlich ineffizient abzulehnen.

Anreize für das Nutzungsverhalten

Anreize für das Nutzungsverhalten sind grundsätzlich zu begrüßen. An dieser Stelle wollen wir das von der BNetzA vorgeschlagene Modell zu dynamischen Netzentgeltkomponenten noch nicht bewerten, sondern nur die im Orientierungspapier gestellten Fragen der BNetzA beantworten.

Fragen der BNetzA:

- *Ist es zutreffend, dass in engpassbelasteten Netz(-bereichen) in den Netzebenen 1-3 die Voraussetzungen zur Engpassprognose gegeben sind?*
In den engpassbehafteten Netzbereichen der Netzebene 3 gibt es sowohl auf der Last-, als auch auf der Erzeugerseite Herausforderungen bei der Prognose. Auf der Lastseite beeinflussen auch Kunden der Netzebene 4 die Engpasssituation (in unserem Fall nachgelagerte Weiterverteiler und Industriekunden, deren Verhalten sich schlecht prognostizieren lässt). Auf der Erzeugerseite führen vor allem Erzeugungsanlagen im Duldungsverfahren zu Prognosegenauigkeiten, daher sollte diesen die Wahlmöglichkeit entzogen werden und sie verpflichtend ins Redispatch aufgenommen werden.
- *Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?*
Die Netzebene sollte auf jeden Fall ein Kriterium bei der gestaffelten Einführung von dynamischen Entgelten sein. Die Einführung sollte bei den Netzebenen 1-3 beginnen.
- *Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?*
Speicher und dezentrale Erzeuger in den Netzebenen 1-3 sollten zum Start mit dynamischen Entgeltkomponenten bepreist werden.
- *Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?*
Einheitliche Zeitfenster für das gesamte Netzgebiet sind aufgrund der hohen lokalen Heterogenität der Netzsituationen (Einspeisung und Netzengpässe) nicht geeignet.

Anreize für Investitionsentscheidungen

Fragen der BNetzA:

- *Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?*
Eine pauschale Bemessung wird bevorzugt. Zum einen wäre eine Berechnung anhand der im Einzelfall auftretenden Netzausbaukosten deutlich aufwendiger und komplexer, zum anderen würde sie zu einer Ungleichbehandlung von Kunden führen, da der Zeitpunkt der Netzanschlussanfrage hier eine entscheidende Rolle spielt. So könnten Netzanschlusspetenten so lange ohne BKZ angeschlossen werden bis ein Netzausbau erforderlich ist. Der nächste Anschlusspetent müsste dann die Kosten für z. Bsp. den Bau eines Umspannwerks tragen.
- *Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?*
Bei örtlich differenzierten BKZ sehen wir die Problematik, dass auch hier die Netzsituation zu volatil ist. Die Engpässe sind dynamisch, daher würden sich die BKZ auch von Jahr zu Jahr regional in ihrer Höhe ändern. Für Industriekunden, deren Standortplanung sich über mehrere Jahre erstreckt, könnte der zu Planungsbeginn genannte und vereinbarte BKZ nicht beibehalten werden, wenn alle Kunden dem Preissignal folgen (ähnlicher Effekt wie das Windhundprinzip bei Einspeisern). Für die Standortentscheidung bei Industriekunden und Erzeugungsanlagen spielt der BKZ in der Regel eine untergeordnete Rolle im Vergleich zu bereits vorhandener Infrastruktur, Grundstückspreisen, etc. Bei lokal flexiblen Anschlusspetenten könnte allerdings durch räumlich differenzierte BKZ ein Anreiz geschaffen werden.

Bei den in dieser Stellungnahme nicht explizit adressierten Punkten der BNetzA Orientierungspunkte, schließt sich die Pfalzwerke Netz AG der Branchenposition (BDEW-Stellungnahme) an. Zu noch nicht hinreichend konkret diskutierte Entgeltmodellen/-aspekten behalten wir uns eine ausführlichere Stellungnahme vor. Eine vollständige und endgültige Bewertung der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Netzentgeltsystematik ist erst nach Kenntnisstand über die Gesamtsystematik inkl. Parametrierung der einzelnen Komponente möglich.