

Berlin, 16. Januar 2026

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

Stellungnahme

Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA

Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

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

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

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Alternativvorschlag für die Wahl von Netzentgeltkomponenten.....	5
3	Modell der BNetzA	12
3.1	Finanzierungs- und Anreizfunktion	14
3.2	Finanzierungsfunktion	14
3.2.1	Kunden oberhalb der Niederspannung und NS-Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh.....	15
3.2.2	NS-Kunden mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh.....	19
3.3	Anreizfunktion	24
3.3.1	Anreize für das Nutzungsverhalten	24
3.3.2	Anreize für Investitionsentscheidungen.....	27

1 Einleitung

Mit der Veröffentlichung der Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten konkretisiert die BNetzA ihre Überlegungen zu einer zukünftigen Netzentgeltsystematik. Gerne nimmt der BDEW im Folgenden zu den Orientierungspunkten Stellung und gibt vorab Hinweise, wie aus Sicht des BDEW die zukünftige Netzentgeltsystematik ausgestaltet werden sollte.

Die BNetzA geht im Prozess zur Festlegung der zukünftigen allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom schrittweise vor und teilt ihre Erkenntnisse sukzessive. Aus Sicht des BDEW ist eine finale Bewertung jeglicher Orientierungspunkte erst mit der Kenntnis des Gesamtsystems möglich. Der BDEW behält sich also vor, auch die vorliegenden Orientierungspunkte mit Kenntnis des Gesamtsystems neu zu bewerten.

Die wesentliche Fragestellung bei der Reform der Netzentgelte ist, welche Netznutzer sich an den Netzkosten beteiligen müssen. Diese Frage sollte die BNetzA zunächst klären, bevor sie ihre Überlegungen zur Systematik vorstellt. Die Frage, welche Netznutzer sich beteiligen, hat wesentliche Auswirkungen auf die Systematik. Der BDEW fordert daher, dass die BNetzA zeitnah klarstellt, welche Netznutzer sich nach ihrer Auffassung an den Netzkosten beteiligen sollten. Hierzu hat der BDEW sich auch bereits in seiner [Stellungnahme](#) zum Diskussionspapier zur allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) geäußert.

Die BNetzA spricht davon, dass es sich bei den Orientierungspunkten um konkrete Vorschläge für Netzentgeltkomponenten für Letzverbraucher handelt. Da die BNetzA bereits separate Expertenaustausche zu den Themen Speicherentgelte und Beteiligung von Erzeugern terminiert hat, richtet der BDEW die vorliegende Bewertung daran aus, dass die zur Konsultation stehenden Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten lediglich auf die Letzverbraucher anzuwenden sind.

Im Hinblick auf die noch nicht abgeschlossenen Überlegungen zur Beteiligung von Einspeisern und Speichern an der Netzfinanzierung betont der BDEW, dass eine Überarbeitung und auch Anpassungen der Netzentgeltsystematik zu einem systemdienlichen Nutzen beitragen sollten und sich nicht negativ auf das energiewirtschaftliche Zieldreieck der sicheren, nachhaltigen und bezahlbaren Energieversorgung auswirken dürfen. Eine mögliche andere Netzentgeltsystematik muss auf die Effizienz des Gesamtsystems einzahlen. Entgelte für die Stromeinspeisung können nur dann kostendämpfend wirken, wenn die Netzentgelte örtlich und zeitlich flexibilisiert werden und die Netzdienlichkeit berücksichtigt wird. Allerdings gehen flexible Netzentgelte mit einem hohen Maß an Komplexität einher, führen zu Verwerfungen und negativen Effekten im Hinblick auf Abweichungen von der Marktneutralität, Verteilungswirkungen und können disruptive Effekte auf die laufende Transformation des Stromerzeugungssystems haben. Durch Netzentgelte für Einspeiser würden die Strompreise steigen, weil die

entsprechenden Zusatzkosten weitergereicht werden müssten. In der Folge würden für industrielle Letztverbraucher, die heute von Reduktionen bei den Netzentgelten profitieren, der Wert der Netzentgeltreduktion sinken und zugleich die Stromkosten steigen. Hinsichtlich der Finanzierung für Windenergie- und Photovoltaikanlagen drohten zudem massive Kostensteigerungen. Für die BNetzA gilt auch im AgNes-Prozess, den gesamtsystemischen Blick auf mögliche Auswirkungen für die Energiewende sowie auf gesamtheitliche Kosteneffekte zu schärfen. Aus Sicht des BDEW ist das Verhältnis von Nutzenpotenzial und Nachteilen bei der Einführung von Einspeiseentgelten nicht positiv. Eine Einführung von Einspeiseentgelten ist daher abzulehnen.

Neben Speichern sind aktuell auch Elektrolyseure von Netzentgelten befreit. Auch für diese Nutzergruppe muss eine adäquate Regelung im Rahmen der Netzentgeltreform gefunden werden. Hier sind insbesondere die Wechselwirkungen mit dem Wasserstoffhochlauf zu berücksichtigen. Netzentgelte in der aktuellen Höhe würden die Erzeugungskosten von Wasserstoff um rd. 25 % gegenüber dem heutigen Stand erhöhen. Elektrolyseure sind Stromverbraucher, die in ihrer Standortwahl flexibel sind, solange eine Anbindung an das Wasserstoffnetz möglich ist. Sie können also, sofern entsprechend angereizt, aufgrund dieser Flexibilität (strom-)netzdienlich sein. Durch eine effiziente und optimierte Standortallokation von Elektrolyseuren können enorme Effizienzen im System erzielt werden. Das bedeutet, dass eine Anreizung von Elektrolyseuren durch Stromnetzentgelte auch kostenreflexiv ist. Lokal differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ) sind zusätzlich wichtige Bausteine für eine netzdienliche Standortallokation. Dazu könnte auch die Weiterentwicklung des Instruments „Nutzen statt Abrechnen“ (§ 13k EnWG) beitragen. Allerdings reichen diese lokalen Signale allein nicht aus, um die gewünschten Lenkungswirkungen zu erzielen. Dagegen kann eine gezielte Reduktion der Netzentgelte für Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten und bei netzdienlicher Fahrweise einen signifikanten Anreiz setzen und so einen entscheidenden Beitrag zur Systemoptimierung leisten und sich potenziell positiv auf den Wasserstoffhochlauf auswirken. Bei der Gestaltung ist zudem die zeitliche Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs, der sich derzeit noch in der Initial-/Aufbauphase befindet, zu berücksichtigen. Diese Aspekte sollte die Bundesnetzagentur im AgNes-Prozess beachten. Nicht zuletzt muss bei der Einführung einer möglichen neuen Netzentgeltssystematik in jedem Fall Bestandsschutz gewährleistet werden. Der Bestandschutz nach den derzeit geltenden Regelungen sollte dabei auch solche Anlagen umfassen, die am Stichtag zwar noch nicht in Betrieb genommen sind, aber bereits alle erforderlichen Genehmigungen erlangt haben.

Jegliche Änderungen in der Netzentgeltssystematik müssen immer mit ausreichenden Umsetzungszeiträumen einhergehen und dabei parallele Umsetzungsprojekte wie beispielsweise die Einführung des MaBiS-Hubs berücksichtigen werden. Bei der Umsetzung müssen sowohl die

Anpassungen in den IT- und Abrechnungssystemen der Netzbetreiber und der Lieferanten als auch erforderliche Anpassungen in der Marktkommunikation beachtet werden. Dabei ist es senziell, dass alle Markttrollen dazu befähigt werden, über alle notwendigen Informationen/Daten in der benötigten Qualität zu verfügen und rechtzeitig zu definierten Zeitpunkten über die Marktkommunikation bereitzustellen. Dies muss zwingend vor Implementierung der neuen Netzentgeltsystematik durchdacht und sichergestellt sein. Insbesondere sind kurzfristige signifikante Änderungen im Massengeschäft weder durch die Netzbetreiber noch durch die Lieferanten abbildbar. Eine schrittweise oder zeitverzögerte Einführung für einzelne Kundensegmente muss daher gewährleistet sein, die Voraussetzungen für eine reibungslose Umsetzung müssen gegeben sein. Neben der Einführung bei Netzbetreibern und Lieferanten bedarf es auch bei den Verbrauchern Einführungszeiträume, in denen diese sich auf das neue System einstellen können. Es muss im Voraus bekannt sein, welche Auswirkungen sich grundsätzlich ergeben können, welche Netzentgelte sich in der neuen Systematik ergeben und ob der Kunde im neuen System durch netzdienliches Verhalten Optimierungspotentiale hat und nutzen kann. Auch diese Aspekte müssen bei der Umsetzung und dem Umsetzungszeitraum berücksichtigt werden. Darüber hinaus muss die Öffentlichkeit frühzeitig und umfangreich über die allgemeine Änderung der Netzentgeltsystematik durch die Bundesnetzagentur informiert werden.

2 Alternativvorschlag für die Wahl von Netzentgeltkomponenten

Der BDEW begrüßt die angestoßenen Überlegungen der BNetzA für ein kapazitätspreisorientiertes Netzentgelt in den höheren Spannungsebenen. Das von der BNetzA vorgeschlagene Modell wird jedoch im Kontext der Vielzahl der Entgeltkomponenten und insbesondere der vorgesehenen Dynamisierung für sehr komplex erachtet. Der BDEW hat auch aus diesem Grund gemeinsam mit dem EWI ein Modell für eine sinnvolle und vereinfachte Ausgestaltung eines Kapazitätspreises entwickelt. Dieses sollte auch für alle Kunden der Niederspannung, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, angewandt werden. Die Grundzüge dieses Modells sollen an dieser Stelle dargestellt werden.

Die Netzentgeltreform soll dazu dienen, dass die Verteilung der Netzkosten zukünftig die von der BNetzA in ihrem Diskussionspapier dargestellten Kriterien Kostenorientierung, Finanzierungsbeteiligung, Anreizfunktion und Umsetzbarkeit möglichst gut und in jedem Fall besser erfüllt als die heutige Systematik. Die neue Systematik sollte dabei möglichst so ausgestaltet sein, dass sie im Grundsatz für alle Netzebenen und Kundengruppen gleich ist. Zudem sollte sie die neuen technischen Möglichkeiten bei Kunden mit intelligentem Messsystem (iMSys) nutzen, insbesondere bei Kunden, die gemäß § 29 Abs. 1 MsbG mit einem iMSys ausgestattet werden. Für Kunden ohne Leistungsmessung und ohne iMSys sollte weiterhin eine

vereinfachte Netzentgeltsystematik mit einem Grund- und Arbeitspreis bestehen. Dabei kann ein gestaffelter Grundpreis erwogen werden.

Damit alle Netznutzer, die mit einem iMSys ausgestattet sind, im Grundmodell berücksichtigt werden können, müssen vorab erforderliche Anmeldungs- oder Buchungs- und Abrechnungsvorgänge massengeschäftstauglich ausgestaltet und umgesetzt werden. Die erforderlichen Anpassungen in den Systemen erfordern einen entsprechenden Einsatz von Kapazitäten bei Netzbetreibern und Lieferanten. Viele dieser Kapazitäten sind bereits für andere große Projekte gebunden. Vor diesem Hintergrund ist eine vollständige Umsetzung des Zielmodells bis 2029 für Netzbetreiber, Lieferanten aber auch Netznutzer, auch angesichts der zeitgleichen Einführung des MaBiS-Hubs, kaum möglich. Für die neu zu implementierende Netzentgeltsystematik sind realistische Umsetzungspfade erforderlich. Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW, nach der Einführung von Kapazitätspreisen für leistungsgemessene Kunden zeitnah in einem ergebnisoffenen Monitoring zu prüfen, zu welchen Zeitpunkten die Einführung des Kapazitätspreises für iMSys-Kunden in der Niederspannung möglich und sinnvoll ist. Das bietet die Chance, etwaige Anpassungs-/Optimierungsbedarfe für eine reibungslose Abwicklung des Modells noch vor Einführung in einen Massenmarkt angemessen zu berücksichtigen.

Konkret sollten die Kunden in der Niederspannung, die mit einem iMSys ausgestattet sind, grundsätzlich schrittweise und zeitverzögert in die neue Grundsystematik überführt werden. Dabei könnte zunächst allen Netznutzern in der Niederspannung mit intelligentem Messsystem die Möglichkeit gewährt werden, von Anfang an bereitwillig in das Grundmodell zu wechseln. Es ist auch zu überlegen, ob alle Netznutzer, die ab Gültigkeit der neuen Grundsystematik für die Niederspannung mit einem iMSys ausgestattet werden, mit dem Wechsel des Messsystems auch in die Grundsystematik überführt werden sollten. Alle anderen Bestandskunden sollten dann möglichst zeitnah ebenfalls in die Grundsystematik überführt werden. Bei der schrittweisen Einführung der Kapazitätslogik für iMSys-Kunden ist zu beachten, dass jegliche Abweichungen und Ausnahmen von einem konkreten Umsetzungsplan (z.B. ein freiwilliger Wechsel in das Kapazitätsmodell) zu erhöhtem Aufwand führen.

Folgende Voraussetzungen müssen für die Einbeziehung von Kunden mit iMSys an einem kapazitätspreisbasiertem Netzentgeltdmodell gegeben sein und bei der Zeitschiene zur perspektivischen Einführung Berücksichtigung finden:

- Ein kapazitätspreisorientiertes Netzentgeltdmodell muss massengeschäftstauglich umsetzbar sein.
- Es bedarf eines massengeschäftstauglichen Bestellprozesses für die zu buchende Kapazität.

- Bereits bei Vertragsanbahnung müssen den Lieferanten wesentliche Informationen der Kundenanlage, die für eine sachgerechte Bestimmung einer bestellten Kapazität relevant sind, bekannt sein.
- Eine hohe Messwertqualität und Verfügbarkeit bei iMSys-Kunden muss sichergestellt sein, um reibungslose Abrechnungen zu ermöglichen.

In einer neuen Netzentgeltsystematik sollte nach Auffassung des BDEW durchgängig und für Kunden mit registrierender Leistungsmessung auf höheren Spannungsebenen und perspektivisch auch für Kunden mit iMSys der Hauptteil der Finanzierungsfunktion über die Erhebung von Kapazitätspreisen erfolgen. Neben einem Kapazitätspreis kann ein Arbeitspreis als weitere Netzentgeltkomponente für mengenabhängige Kostenpositionen (z. B. Kosten für Verlustenergie) sachgerecht sein. Eine solche Anpassung würde die BNetzA-Kriterien, Finanzierungsbeteiligung (hier insbesondere die Kostenreflexivität) und Anreizfunktion besser abbilden als die aktuelle Netzentgeltsystematik und gleichzeitig bei entsprechender Ausgestaltung keine signifikanten Einschränkungen in Sachen Kostenorientierung und Umsetzbarkeit mit sich bringen.

Aus Sicht des BDEW sollte der Kapazitätspreis in einem zukünftigen Netzentgeltsystem daher eine wesentliche Rolle spielen. Der Kapazitätspreis bietet in Sachen Kostenreflexivität einen Mehrwert, denn durch ihn kann die kostenrelevante (zu jeder Zeit zur Verfügung stehende) bestellte Kapazität bepreist werden. Ein Kapazitätspreis kann für alle Kunden mit registrierender Leistungsmessung und perspektivisch für Kunden mit intelligenten Messsystemen dabei wie folgt ausgestaltet werden:

- Grundlage ist eine feste, jederzeit verfügbare und **garantierte Kapazität (GK)**. Diese Kapazität kann der Kunde – unter Berücksichtigung seines bestehenden Netzanschlussvertragsverhältnisses – in seiner Höhe frei wählen. Sie muss nicht der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität entsprechen, sondern kann auch nach unten abweichen, jedoch in einem vorher festzulegenden Rahmen. Eine vollständige Entkopplung der Netznutzung von einer ex ante bestellten Mindestkapazität widerspricht dem Grundprinzip der Kostenverursachung und birgt das Risiko, dass notwendige Netzkapazitäten faktisch bei einer Wahl von 0 kW in Anspruch genommen werden, ohne dass hierfür ein angemessener Fixkostenbeitrag zur Finanzierung geleistet wird. Aus diesem Grund ist die Einführung einer Mindestbestellmenge, die sich nahe an der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität orientiert, ggf. nach Netzebene (z. B. Netzebenen 1 und 2) differenziert zu erwägen. Eine solche Mindestbestellmenge würde sicherstellen, dass die dauerhaft vorzuhaltende Netzkapazität sachgerecht bepreist wird und zugleich verhindern, dass Kapazitätskosten in unzulässigem Umfang auf andere Netznutzer verlagert werden. Grundintention des Kapazitätsentgeltes soll es sein, einen festen Finanzierungsbeitrag zu leisten. Eine Überschreitung der vereinbarten

Netzanschlusskapazität hingegen ist nicht möglich. Im Fall von mehreren Marktlokationen hinter einem Netzanschluss muss die maximal verfügbare GK je Marktlokation auch unter Berücksichtigung einer noch zu bestimmenden Gleichzeitigkeit zugeteilt werden.

- Zusätzlich kann der Netznutzer eine **optionale Kapazität (OK)** vereinbaren, sofern dies für die entsprechende Netzebene sinnvoll ist. Die optionale Kapazität ist dabei günstiger als die garantierte Kapazität und hat einen festen Preis. Die OK kann durch den Netzbetreiber in Zeiten hoher Netzauslastung eingeschränkt werden. Dabei kann die Einschränkung der OK durch vorab definierte Zeitfenster erfolgen. Zu Beginn sollten diese Zeitfenster statisch für ein Jahr oder ein Quartal vorab definiert werden. Im Laufe der Zeit und auf Basis gewonnener Erkenntnisgewinne könnten die Vorlaufzeiten für die OK entsprechend verkürzt werden. In den eingeschränkten Zeitfenstern steht die OK nicht zur Verfügung. Durch die *ex ante* Buchung der optionalen Kapazität wird die Planungssicherheit der Erlöse bei Netzbetreibern und die Planungssicherheit der Kosten bei Netznutzern erhöht. Dabei ist zu beachten, dass die Summe von OK und GK die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität nicht überschreiten darf.
- Die dritte Komponente ist der **Überschreitungspreis (ÜP)**. Dieser wird erhoben, wenn die vorab gebuchten Kapazitäten (GK plus OK) überschritten werden. Der ÜP soll den Charakter einer Pönale haben und wird *ex post* abgerechnet. Er kann als Leistungspreis oder Arbeitspreis ausgestaltet werden. Um allerdings die bekannten Nachteile des Leistungspreises (z. B. Granularität der Abrechnung, Einschränkung der Flexibilität) zu vermeiden, eignet sich zur Bepreisung der Überschreitung gebuchter Kapazitäten ein Arbeitspreis besser als der Leistungspreis. Der Arbeitspreis würde immer dann für die Mengen (kWh) anfallen, wenn der Kunde die gebuchte Kapazität überschreitet. Das heißt, in Zeiten, in denen die OK nicht eingeschränkt ist, fällt der Arbeitspreis für die Mengen an, die die GK und OK überschreiten. In Zeiten, in denen die OK eingeschränkt ist, würde der Überschreitungspreis für die Mengen anfallen, die die GK überschreiten. Hier ist aber abzuwägen, ob ein solcher Arbeitspreis die notwendige Steuerungswirkung entfalten kann. Ein Arbeitspreis zur Vermeidung von Überschreitungen der bestellten Kapazität müsste sehr hoch sein, was ggf. zu Herausforderungen bei der Akzeptanz führen kann. Alternativ wäre insbesondere für Kunden in der Niederspannung der Einfachheit halber auch ein pauschaler Tagespreis denkbar, der für alle Tage zu entrichten ist, an denen die gebuchte Kapazität (GK oder GK plus OK) überschritten wurde.

Mit einer solchen Ausgestaltung ist der Netznutzer dazu angehalten vorab (*ex ante*) die Netznutzung zu berücksichtigen. Die Buchung der gesicherten und optionalen Kapazität erhöht die Planungssicherheit der Erlöse und Kosten beim Netznutzer und beim Netzbetreiber. Der

Netznutzer indiziert demnach, welchen Anteil seiner Kapazität er unabhängig von der Netzsituation dauerhaft beanspruchen möchte, und für welchen Anteil seiner Kapazität er bereit ist, seine Flexibilität netzdienlich einzusetzen. Für den letztgenannten Anteil erhält der Netznutzer entsprechend eine günstigere optionale Kapazität. Innerhalb der GK kann der Netznutzer auf Börsenstrompreissignale reagieren und nachfrageseitige Flexibilitäten marktdienlich nutzen. Innerhalb der OK kann er in den definierten Zeitfenstern, in denen die OK zur Verfügung steht, ebenfalls auf die Börsenstrompreise reagieren, ohne das Netz zu überbelasten. Ein hoher Überschreitungspreis soll den Kunden dazu anreizen, seine vorab vereinbarte Kapazität (GK+OK) einzuhalten. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen das beschriebene Modell. In Abbildung 1 werden die gebuchten Kapazitäten nicht überschritten. Folglich fallen hier lediglich die gebuchten Kapazitätspreise an. In Abbildung 2 werden zwischen 7:00 Uhr und 11:00 Uhr die Kapazitäten überschritten, so dass hier neben den Kapazitätspreisen auch ein Überschreitungspreis anfällt.

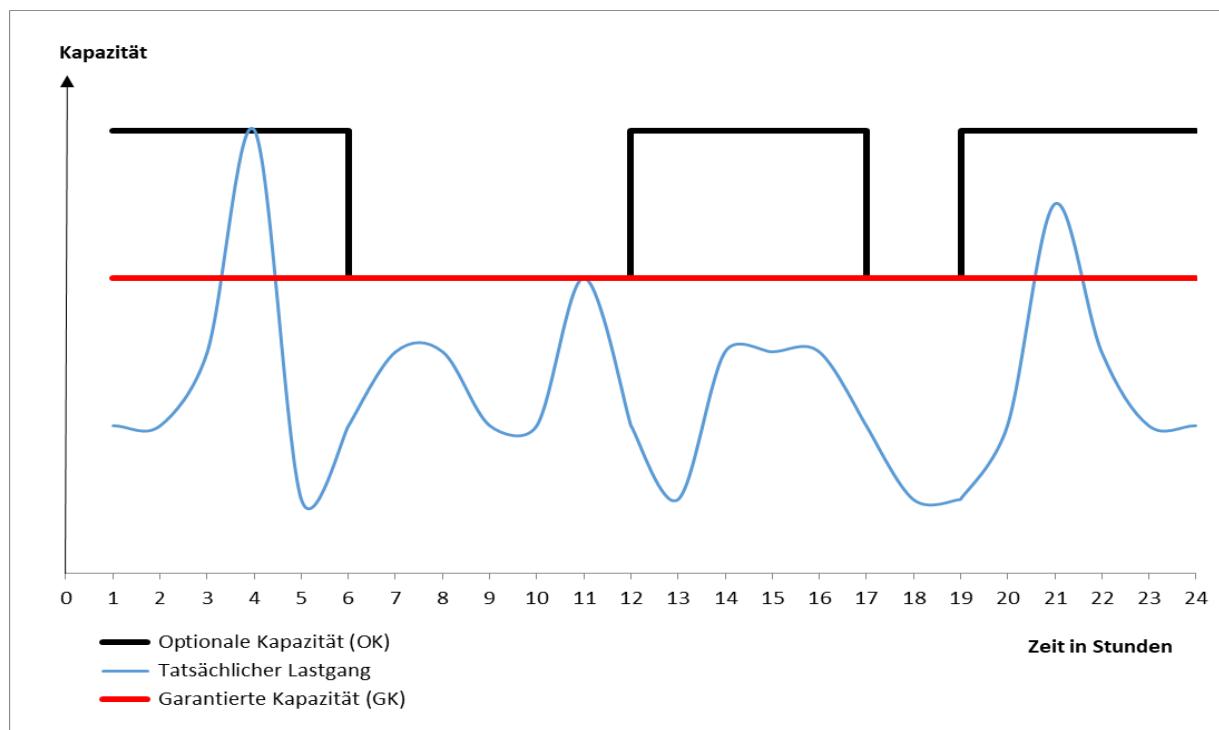


Abbildung 1: Beispielhafter Lastgang ohne Überschreitung der gebuchten Kapazitäten

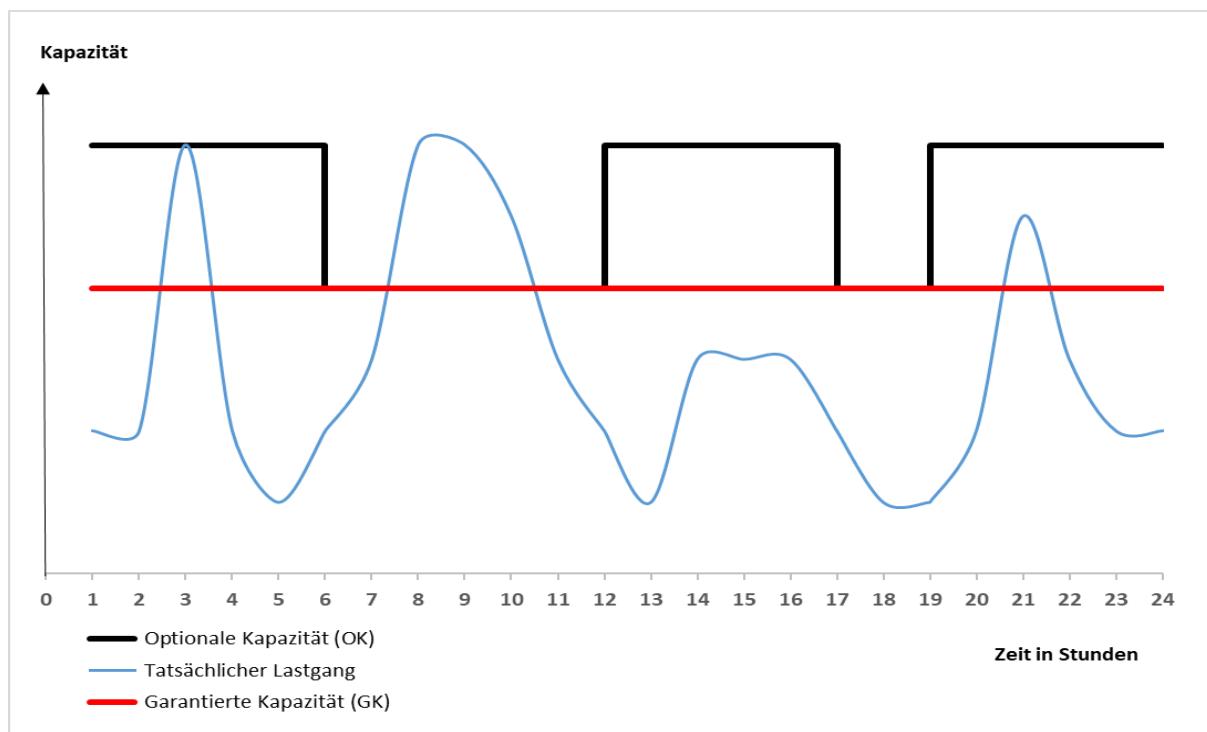


Abbildung 2: Beispielhafter Lastgang mit Überschreitung der gebuchten Kapazitäten

Aus Sicht des BDEW bietet ein solches Kapazitätspreismodell mit optionaler Kapazität den Vorteil, dass Flexibilitäten in den meisten Zeiten ungefiltert auf Marktsignale reagieren können und Netzrestriktionen durch die zeitliche Einschränkung der optionalen Kapazität auf Ebene der Verteilernetze abgebildet werden können. Eine aufwendige Dynamisierung des Arbeitspreises (wie im BNetzA-Modell vorgeschlagen) ist in diesem System nicht nötig.

Für Kunden, deren Leistung nicht messbar ist, sollte sich das Netzentgelt weiterhin aus einem Grund- und Arbeitspreis zusammensetzen. Für den Grundpreis wäre hierbei zu prüfen, ob dieser gestaffelt ausgestaltet werden kann, um die Kapazitätsnachfrage dieser Kunden typisiert zu approximieren.

Bei der weiteren Ausgestaltung der Kapazitätspreise gibt es noch offene Punkte, die der BDEW im weiteren Prozess mit dem EWI ausarbeiten wird. Ein wesentlicher Aspekt ist die Parametrierung der verschiedenen dargestellten Komponenten. Insbesondere muss sichergestellt werden, dass eine Optimierung nicht dazu führt, dass gewünschte Anreize verloren gehen, z.B. indem der Netznutzer niedrige Kapazitäten bucht und eine zu gering pönalisierte Lastspitze von vornherein einkalkuliert.

Ob der Kapazitätspreis auch Anreize dazu setzen kann, dass Netznutzer ungenutzte Netanzuschlusskapazität zurückgeben, ist in der Branche noch unklar, aber in Teilen zu erwarten. Aus

Sicht des BDEW bräuchte es hierfür eine Koppelung der gebuchten Kapazität im Netzentgelt- system mit der vertraglichen Netzanschlusskapazität. Es ist aber noch zu bewerten, ob die Netzentgeltsystematik hierfür das richtige Instrument ist. Diese Frage ist unbedingt vor der Einführung eines Kapazitätspreismodells zu klären. Dabei ist das Zusammenspiel zwischen An- schlussnehmer (Vertragspartner des Netzbetreibers) und Anschlussnutzer (verantwortlich für die Kapazitätsbestellung) zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird es vielfach mehrere An- schlussnutzer „hinter“ einer vereinbarten Anschlusskapazität geben. Wie die Interaktion und die Abstimmung zwischen Anschlussnutzern, Anschlussnehmer und Netzbetreiber stattfinden sollen, ist zu klären.

In hoch belasteten lastdominierten Netzen ist ein geeigneter Mechanismus zu etablieren, der sicherstellt, dass die Kapazitätsbestellung nicht zu einer regelmäßigen Überschreitung der ver- traglich vereinbarten Kapazität führt.

Wenn der Wechsel zur künftigen kapazitätspreisbasierten Netzentgeltsystematik zu starken Verschiebungen bei der Netzentgeltbelastung der Verbraucher führt, sollte geprüft werden, den Arbeitspreis so zu gewichten, dass zunächst weiterhin ein großer Anteil über ihn gedeckt wird. Eine schrittweise und bereits im Vorfeld kommunizierte höhere Gewichtung des Kapazi- tätspreises bei einer schrittweise geringeren Gewichtung des Arbeitspreises ermöglicht es dem Verbraucher, sich auf die Umstellung einzustellen und bei Bedarf Maßnahmen zu ergrei- fen, mit denen er einer höheren Belastung durch den Kapazitätspreis entgegenwirken kann. Das vorgeschlagene Alternativmodell enthält bereits beide Funktionen (Finanzierung und An- reiz) und es kommt somit keine weitere Komplexität hinzu. Dynamische Arbeitspreise sind hier nicht mehr notwendig, könnten aber in stark engpassbehafteten Netzen optional noch ergänzt werden.

Bei der Ausgestaltung des Buchungsmechanismus für die Kapazitätselemente ist darauf zu achten, dass die Elemente Einfachheit und ausreichend Planungssicherheit für die Kunden ge- währleisten sowie eine spätere Skalierbarkeit in die niedrigeren Spannungsebenen möglich ist. Um dies einfach zu erreichen, sollte nach der initialen Kapazitätsbuchung die Möglichkeit be- stehen, die aktuelle Kapazitätsbuchung automatisch in das Folgejahr zu übertragen, sofern sei- tens des Netzkunden kein Anpassungswunsch geäußert wird. Dies wäre eine enorme Entlas- tung für alle Kunden, die nicht permanent die Kapazitäten ändern möchten, da es vor allem vermeidet, dass eine Bestellung von Kapazitäten versäumt wird. Damit werden unverhältnis- mäßig hohe Kosten für Verbraucher vermieden, falls bei einer versäumten Meldung ansonsten vom ersten kW an stets Überschreitungsleistung und/oder -arbeit bezahlt werden müsste. Ins- besondere den iMSys-Kunden wäre nicht zumutbar, jährlich die Kapazitäten neu buchen zu müssen. Auch den Abwicklungsaufwand für den Netzbetreiber würde das deutlich reduzieren.

Ein weiterer Aspekt, der mit der automatischen Fortführung von Kapazitäten erreicht werden kann, ist die Sicherheit für die Kunden, dass eine einmal bestellte und genehmigte Kapazität nicht auf einmal „weg“ ist oder nur noch reduziert zur Verfügung stehen würde. Wenn alle Kunden jährlich Kapazitäten bestellen müssen, aber die Höhe der Bestellungen in lastdominierten Netzen/Netzabschnitten die Netzbelaubarkeit überschreiten würde, könnten die Buchungen bis zu einem später erfolgten Netzausbau nur noch anteilig bedient werden. Mit einem Automatismus zur Fortführung einmal gebuchter Kapazitäten könnten die Buchungen, die nur fortgeführt werden, Vorrang haben vor neu hinzukommenden Kapazitätsanfragen oder Wünschen nach Aufstockungen.

3 Modell der BNetzA

Mit ihren Orientierungspunkten vom 20. November 2025 hat die BNetzA Vorschläge vorgelegt, die erkennen lassen, zu welcher Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten sie in einer zukünftigen Systematik tendiert.

Der BDEW kann die Grundzüge des von der BNetzA vorgestellten Modells nachvollziehen und begrüßt ausdrücklich die Einführung eines Kapazitätspreises. Damit wurde eine zentrale Forderung der Energiewirtschaft seitens der BNetzA aufgegriffen. Die letztendliche Wirkung und Auswirkung des Modells hängen jedoch stark von der weiteren Ausgestaltung ab. Folgende Aspekte sind aus Sicht des BDEW wesentlich, um die im Diskussionspapier vom Frühsommer genannten Ziele einer neuen Netzentgeltsystematik besser als in der heutigen Netzentgeltsystematik abbilden zu können:

› **Hohe Gewichtung des Kapazitätspreises**

Der Kapazitätspreis in seiner statischen Form ist weniger flexibilitätshemmend als der statische Leistungspreis, der sich ex post an der individuellen Jahreshöchstlast bemisst. Darüber hinaus kann und sollte der Kapazitätspreis aber auch dazu genutzt werden, Kapazitäten gezielt durch den Kunden zu planen und zu nutzen. Dies sollte durch eine hohe Gewichtung des Kapazitätspreises und durch einen hohen AP2 erfolgen.

› **Anreizwirkung des AP2 ausnutzen**

Der AP2 sollte so ausgestaltet werden, dass der Kunde angereizt wird, die vereinbarte Kapazität auch möglichst einzuhalten und nur in Ausnahmefällen zu überschreiten. Daher sollte der AP2 erheblich höher sein als der AP1.

› **Berücksichtigung möglichst vieler Netznutzer im Grundmodell**

Die von der BNetzA vorgeschlagene starre Grenze zwischen Kunden oberhalb der Niederspannung sowie Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh und Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als

100.000 kWh für die Einführung eines Kapazitätspreises ist aus Sicht des BDEW nicht zielführend. Da der Kapazitätspreis so ausgestaltet sein sollte, dass er auch seine Lenkungswirkung entfalten kann, sollte er perspektivisch auch für alle Kunden, die mit einem iMSys gemäß § 29 Abs. 1 MsbG ausgestattet sind, gelten. In einem ersten Schritt könnte er für diese Kunden optional sein. Somit würden auch diese Kunden angereizt, ihre genutzte Netzkapazität zu optimieren und ihre Flexibilität netzdienlich einzusetzen.

› **Komplexität gering halten**

Die zunehmende Komplexität des Energiesystems ist für viele Beteiligte – Netzbetreiber, Lieferanten und Verbraucher – bereits heute eine Herausforderung. Daher kann der BDEW den Ansatz der BNetzA, ein neues Entgeltsystem konzeptionell in eine Finanzierungs- und eine Anreizfunktion zu unterteilen, nachvollziehen. Diese starre Trennung ist in der Realität aber nicht möglich und kann dazu führen, dass das Netzentgeltsystem insbesondere mit der Einführung der separaten Komponente für die Anreizfunktion zu komplex wird. **Gerade mit Blick auf eine zeitliche Dynamisierung bewertet der BDEW ein Modell mit einem zweistufigen Arbeitspreis in der Anreizfunktion als zu komplex für viele Netznutzergruppen.**

Aus Sicht des BDEW geht aus dem Modell der BNetzA nicht hervor, inwieweit es die ursprünglich genannten Ziele erfüllen kann, solange keine weiteren Informationen zur Parametrierung bekannt sind. In ihrem Diskussionspapier vom 12. Mai 2025 stellt die BNetzA richtigerweise fest, dass die Kostenreflexivität im aktuellen System „nur sehr eingeschränkt gegeben“ ist. Wenn die BNetzA ein neues System aufstellt, das möglichst geringe Umverteilungseffekte aufweisen soll, stellt sich die Frage, inwiefern die Kostenreflexivität überhaupt erhöht werden kann. Denn eine bessere Kostenreflexivität (also die Anerkennung der tatsächlichen Netznutzung in der Netzentgeltsystematik) würde Umverteilungen bedeuten. Diese scheint die BNetzA im Segment der Gewerbe- und Industrikunden jedoch vermeiden zu wollen. Es ist für eine neue Systematik aber eine grundlegende Frage, ob eine Umverteilung dem System hilft oder nicht und ob diese zu einer gesamtheitlich faireren Verteilung führt. Aus Sicht des BDEW bedarf es hier weiterer Änderungen, die auch schrittweise eingeführt werden könnten.

Beim Wechsel von Entgeltsystemen sollte deshalb über eine **Einführungsphase** nachgedacht werden, die es unter anderem ermöglicht, schrittweise an eine neue Verteilung heranzuführen. Für die Netznutzer ist ein möglichst verständlicher Start in die neue Systematik erforderlich. Sofern es einer ex ante „Bestellung“ von Kapazitäten bedarf, muss es eine Default-Lösung geben für den Fall, dass Kunden dieser Anforderungen nicht nachkommen.

3.1 Finanzierungs- und Anreizfunktion

In ihrem Modell trennt die BNetzA zwischen zwei Formen von Netzentgeltkomponenten. Netzentgeltkomponenten mit einer Finanzierungsfunktion dienen ausschließlich dazu, die Netzkosten bzw. Erlösobergrenzen der Netzbetreiber zu finanzieren, während Netzentgeltkomponenten mit einer Anreizfunktion die Investitions- oder Einsatzentscheidungen der Netznutzer beeinflussen sollen. Obwohl diese Trennung grundsätzlich konzeptionell nachvollziehbar ist, bleibt fraglich, ob diese Trennung auch später bei der Erhebung der Netzentgelte aufrechterhalten werden sollte. Denn auch entnahmeunabhängige Netzentgeltkomponenten enthalten Anreize. Es sollte daher in einem zweiten Schritt geprüft werden, ob eine gemeinsame Bildung von Finanzierungs- und Anreizfunktion zielführender ist bzw. ob die Netzentgeltkomponenten nicht starr auf eine der beiden Funktionen festgelegt werden sollten. Zudem sollte mit den Komponenten, die vordergründig zur Finanzierung der Netzkosten dienen, die Finanzierungsbeteiligung und hierunter insbesondere die Kostenreflexivität verbessert werden. Dadurch können sich bei richtiger Ausgestaltung gewollte Verteilungseffekte ergeben. Nicht gewollte Verteilungseffekte sind zu vermeiden.

Aus Sicht des BDEW führt die Trennung in Finanzierungs- und Anreizfunktion nicht zwingend zu einem Entgeltsystem mit Kapazitäts- oder Grundpreis plus einer Arbeitspreiskomponente. Auch ein kapazitätsbasiertes Netzentgelt mit garantierter Kapazität und optionaler Kapazität, welches flexibles Nutzerverhalten anregt, könnte diesen beiden Funktionen gerecht werden. Ohne einen Arbeitspreis würde es allerdings zu erheblichen Umverteilungseffekten kommen. Diese dürfen nicht sprunghaft sein, weshalb entsprechende Übergänge berücksichtigt werden müssten.

3.2 Finanzierungsfunktion

Der BDEW begrüßt das von der BNetzA formulierte Ziel, die EOG verlässlich planbar durch die Komponenten mit Finanzierungsfunktion refinanzieren zu lassen. Dies schafft auch Planungssicherheit bei Netznutzern und Netzbetreibern. Eine starre Trennung zwischen Kunden oberhalb der Niederspannung sowie Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh und Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh ist aus Sicht des BDEW jedoch nicht sachgerecht. Vielmehr sollte eine Differenzierung auf Basis vorliegender Messtechnik erfolgen und somit für leistungsgemessene Kunden und perspektivisch für Kunden mit intelligentem Messsystem in ein einheitliches System eingeführt werden.

3.2.1 Kunden oberhalb der Niederspannung und NS-Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh

Für Kunden oberhalb der Niederspannung und Niederspannungskunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh möchte die BNetzA einen Kapazitätspreis sowie zwei Arbeitspreise einführen. Ein Arbeitspreis 1 (AP1) gilt für die entnommene Arbeit unterhalb und ein Arbeitspreis 2 (AP2) gilt für die entnommene Arbeit oberhalb der durch den Kapazitätspreis gewählten Kapazitätsgrenze. Bei bestehenden Netzengpässen soll zusätzlich ein dynamischer Arbeitspreis 3 (AP3) erhoben werden.

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Einführung eines Kapazitätspreises. Die BNetzA hat damit eine zentrale Forderung der Energiewirtschaft aufgegriffen. Es stellt sich jedoch aus Sicht des BDEW die Frage, wie frei der Kunde in der Wahl seiner Kapazität sein sollte. Die freie Wahl der Kapazität in Kombination mit einem AP1 und AP2 führt insbesondere bei den Netzbetreibern zu keiner erhöhten Planbarkeit, bringt aber auf der anderen Seite für die Verbraucher Flexibilität. Nur wenn der AP2 so hoch ausgestaltet ist, dass eine dauerhafte Überschreitung der gewählten Kapazität vollständig oder zumindest über die gesamte Jahresdauer bis auf wenige kurze Ausnahmefälle verhindert wird, kann die Planbarkeit bei Netzbetreibern gestärkt und somit können perspektivisch Netzkosten reduziert werden. Außerdem setzt das Modell der BNetzA keine Anreize, die Kapazität sowie mögliche Einschränkungen, die der Verbraucher hinnehmen möchte, so zu wählen, dass das Netz effizienter genutzt wird. Es führt beispielsweise bei zwei grundsätzlich auf den Netzbezug vergleichbaren Kunden, von denen einer flexibel und der andere unflexibel ist, nur unter Anwendung des AP3 und somit nur bei bestehenden Netzengpässen zu unterschiedlichen Entscheidungen. Eine „aktive“ Netzentlastung ohne Netzengpässe (für die mögliche Einbindung weitere Netznutzer) wird nicht gefördert.

Da die BNetzA auch darauf hinweist, dass die Kostenreflexivität in der aktuellen Systematik nicht mehr ausreichend erfüllt ist, ist die Erarbeitung und Umsetzung einer komplett neuen Netzentgeltsystematik, bei der sich keine Verteilungswirkung bei den Netznutzern einstellt und die bis auf das „Leistungspreis-Problem“ keinen Änderungen für das Netz bewirkt, vom Aufwand-Nutzen-Verhältnis nicht sachgerecht.

Grundsätzlich ist die Kapazität eine geeignete Größe, um einen Großteil der Finanzierungskosten des Netzes zu decken. Die freie Wahl der Kapazität durch den Netznutzer kann dazu führen, dass der Netznutzer eine sehr viel geringere oder größere Kapazität wählt, als er eigentlich in Anspruch nimmt. Es sollte aber vielmehr der Anreiz sein, dass der Netznutzer seine Kapazität so wählt, dass sie mit der genutzten Kapazität weitgehend übereinstimmt. Wenn der Netznutzer darüber hinaus aufgrund von Veränderungen von Kapazitätspreis, AP1 oder AP2 jährlich wechselnde Kapazitäten bucht, geht das Modell fehl und führt zu hohen wiederkehrenden Verwaltungsaufwänden bei Lieferanten und Netzbetreibern.

Die freie Wahl der Kapazität in Kombination mit Arbeitspreisen, kann die Herausforderung einer zielgerichteten Kapazitätsvergabe und eines effizienteren Netzausbau nicht auflösen. Der Kapazitätspreis muss also so ausgestaltet sein, dass der Verbraucher in seinem Netzbezug angereizt ist, sich netzdienlich zu verhalten.

In der neuen Netzentgeltsystematik sollte der Kapazitätspreis einen hohen Anteil einnehmen. Über den Arbeitspreis sollte hingegen ein geringerer Anteil der Kosten gedeckt werden. In einem System, welches überwiegend durch Fixkosten bestimmt ist, kann ein volumenbezogener Arbeitspreis eine kostengerechte Verteilung nur bedingt abbilden. Ein Netznutzer mit hoher Leistung und wenig Verbrauch ist eben nicht zwangsläufig netzdienlicher als ein Kunde mit niedriger Leistung und hohem Verbrauch.

Der Spielraum der Netzbetreiber bei der Netzentgeltkalkulation sollte so eng sein, dass Widersprüche zwischen verschiedenen Netzbetreibern vermieden werden. Ein eher enger Regelungsrahmen bietet auch Rechtssicherheit für Netzbetreiber und Netznutzer.

Letztlich hängt die Bewertung des Systems jedoch stark von der gewählten Parametrierung und weiteren Ausgestaltung ab. Wünschenswert wäre eine konkrete Vorgabe der BNetzA, welchen Erlösanteil das Kapazitätsentgelt am Gesamterlösbetrag haben soll. Aufgrund der vorgesehenen Kombinationen aus Arbeits- und Kapazitätspreis besteht die Möglichkeit, einerseits klar das Zielbild einer höheren Kapazitätsbepreisung aufzuzeigen und andererseits den Übergang und eventuelle Anpassungen auf Kundenseite durch einen steigenden Kapazitätspreisanteil abzubilden. So könnte über einen Zeitraum von mehreren Jahren der Erlösanteil, der über den Kapazitätspreis erzielt werden soll, schrittweise erhöht werden. Um für alle Beteiligten Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte solch ein Anpassungsfahrplan bereits mit der finalen Festlegung fixiert werden.

Der Vorschlag der BNetzA, jedem Netzkunden ein Berechnungstool zur Verfügung zu stellen, welches das individuelle Optimum aus gewählter Leistung, AP1 und AP2 errechnen soll, ist abzulehnen. Dies führt zu einem erhöhten Aufwand bei den Netzbetreibern, insbesondere durch erhöhten Beratungsbedarf der Netzkunden. Zwar erhalten die Netzbetreiber durch die Bereitstellung eines Berechnungstools eine höhere Sicherheit, dass alle Netzkunden die gleiche Systematik anlegen. Wenn der Netzbetreiber das für seine eigene Erlöskalkulation anwendet, erhöht sich die Sicherheit bei der Kostendeckung. Allerdings setzt das Tool stets auf Vergangenheitswerten auf und ignoriert die Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreiber und Netzkunden bzgl. dessen zukünftigen Leistungs- und Arbeitsbedarfs. Daher sollte die Entscheidung über die gebuchte Kapazität beim Kunden liegen. Zugleich bedarf es eines Mechanismus zur Ermittlung einer initialen Kapazität, sofern von Kundenseite keine Meldung erfolgt.

Darüber hinaus bedarf es eines Mechanismus, der sicherstellt, dass die Kapazitätsbestellung gerade in hoch belasteten lastdominierten Netzen nicht dazu führt, dass die vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazitäten überschritten werden.

Fragen der Bundesnetzagentur

- › Gibt es eine geeignete Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?

Ja, Überschreitungen können mit einer zeitlichen Varianz gezielter angereizt werden. Dies kann durch eine zeitlich beschränkte günstigere Kapazität (siehe Abschnitt 2) oder durch einen dynamischen Arbeitspreis erfolgen. Eine geeignete Alternative sollte jedoch einfach, eindeutig messbar und rechtssicher sein. Außerdem muss ein Mechanismus implementiert werden, dass die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität nicht überschritten wird.

- › Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?

Bei der Parametrierung ist eine einheitliche regulatorische Vorgabe sehr wesentlich. Dabei sollte der Kapazitätspreis einen signifikanten Erlösanteil tragen. So sollte der größte Teil der verbrauchs- und mengenunabhängigen Kosten über den Kapazitätspreis eingenommen werden. Die verbleibenden Kosten können über andere Preiskomponenten (Kapazitätspreis für eine unterbrechbare Kapazität oder Arbeitspreis) abgebildet werden.

- › Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht? Wo darf es Spielräume geben?

Die Netzbetreiber benötigen klare, bundesweit verbindliche Vorgaben zu:

- Dem Erlösanteil, der durch die Kapazitätskomponente eingenommen werden soll
- Definition der Bestellkapazität
- Parametrierungslogik für AP1 und AP2
- Darstellung in der Marktkommunikation

Hierfür muss die BNetzA entsprechende Festlegungen treffen, damit es nicht zu unterschiedlichen Entgeltstrukturen in Deutschland kommt. Dies betrifft insbesondere die

Bestimmung der Erlösanteile, die durch die verschiedenen Netzentgeltkomponenten erbracht werden sollen.

Spielräume sind nur sinnvoll bei:

- regionalen Besonderheiten (z. B. Engpassgebiete)
- optionaler Einführung zusätzlicher transparenter Informationsinstrumente, wie beispielsweise das von der BNetzA vorgeschlagene Berechnungstool

› Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?

Ja, in dem beschriebenen Modell, in dem der AP2 aus Sicht der BNetzA keine Anreize setzen soll, braucht es Vorgaben zu einer Mindestkapazität. Ohne eine Mindestkapazität würden sich große Kundengruppen (z. B. mit volatilen Lasten) aus der Kapazitätskomponente herausoptimieren (ggf. 0 bestellen und nur AP2 bezahlen). Der BDEW weist darauf hin, dass eine Mindestkapazität entfallen könnte, wenn der Kapazitätspreis hoch gewichtet wird und der AP2 so hoch ist, dass der Kunde angereizt ist, die gewählte Kapazität nicht zu überschreiten. Nur so entsteht eine faire, verursachungsrechte Beteiligung.

› Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung dieses Modells sachgerechter?

Ja, denn die mengenbezogene Abgrenzung ist eine Orientierungsgröße zum Wechsel des Bilanzierungssystems von SLP auf RLM. Vielmehr sollte daher perspektivisch eine Abgrenzung nach verbautem Messsystem und somit konkret abgrenzbaren Daten erfolgen. Ansonsten müsste z. B. die Frage beantwortet werden, wie mit leistungsgemessenen Abnahmestellen umgegangen werden soll, die einen Verbrauch unter 100.000 kWh/a haben. Da der Verbrauch eine ex post ermittelte Größe und die vorgeschlagene Kapazitätsbestellung ein ex ante Prozess, würde es hiermit zu vermeidbaren Schwierigkeiten kommen. Die mengenbezogene Abgrenzung führt auch im Kontext einer möglichen schrittweisen Dynamisierung des Arbeitspreises nach Netzebenen zu erhöhter Komplexität und zahlreichen Sonderkombinationen aus Kapazitätspreis, dynamischem Arbeitspreis und Grundpreis, abhängig von Mengenabnahme und Spannungsebene.

3.2.2 NS-Kunden mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh

Wie auch in Abschnitt 3.2 dargestellt, ist die von der BNetzA vorgeschlagene Trennung verschiedener Entgeltsysteme aus Sicht des BDEW nicht sachgerecht. Vielmehr hat die Umstellung auf intelligente Messsysteme die Chance, auch bei kleineren Verbrauchern Leistung und Arbeit zu messen. Denkbar wäre eine längerfristige Übergangsphase von einigen Jahren zur Überführung aller Kunden mit intelligentem Messsystem in die Grundsystematik bestehend aus Kapazitäts- und Arbeitspreisen. Mit der Einführung eines Kapazitätspreises bzw. eines stärker mengenunabhängigen Preissystems könnte eine bessere Kostenreflexivität auch bei Prosumern gewährleistet werden. Prosumer würden bei der Einführung von Kapazitätspreisen einen höheren Netzkostenanteil als im derzeitigen System tragen, sofern sie sich nicht innerhalb ihres Objektes bzw. ihren Bezug netzdienlich optimieren. So könnte auf ein „Prosumerentgelt“ verzichtet und netzdienliches Verhalten angereizt werden.

Für Netznutzer ohne iMSys und ggf. auch für eine gewisse Übergangszeit für Kunden in der Niederspannung mit iMSys ist eine vereinfachte Systematik aus Grund- und Arbeitspreis zu bevorzugen. Hierbei könnte eine Variante sein, den Grundpreis zu staffeln (Preis für verschiedene „Anschlusskapazitäten“/unterschiedliche Anschlussgrößen). Man bliebe in der bestehenden GP-AP-Logik. Dies ist ein vertrautes System mit deutlich geringerer Komplexität als die Einführung eines Kapazitätspreises auch bei Geringverbrauchern ohne intelligentes Messsystem. Ein gestaffelter Grundpreis würde bei richtiger Parametrierung zudem bei Kunden mit iMSys den Anreiz setzen, freiwillig in das Modell mit Kapazitätsnetzentgelt zu wechseln, falls sich durch die Einschränkung der bestellten Kapazität Kosten senken lassen würden.

Es bleibt jedoch festzuhalten, dass ein gestaffelter Grundpreis, aber auch ein Kapazitätspreis die Komplexität für die Lieferanten beim Vertragsabschluss von All-inclusive-Verträgen massiv erhöhen würde. Daher müssen – egal für welches Modell man sich am Ende entscheidet – die Umsetzungsfragen für alle Markttrollen konsequent mitbedacht und im Zeitpunkt der Einführung der neuen Netzentgeltsystematik volumnfänglich gelöst und implementiert sein. So müssten bspw. Änderung der entsprechenden Marktkommunikationsprozesse sowie die Verfügbarkeit der notwendigen Daten, die für eine Einordnung der Kundinnen und Kunden in das neue Netzentgeltsystem sowie für die Abrechnung erforderlich sind, **mindestens zwei Jahre vor Inkrafttreten definiert** sein, die Messwertqualität und Verfügbarkeit muss gewährleistet sein und sämtliche rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Da Vertragslaufzeiten von Stromlieferverträgen für Netznutzer in der Niederspannung bis zu 2 Jahre umfassen können, bedarf es einen entsprechend langen Vorlaufs zwischen Festlegung und Inkrafttreten.

Höherer Grundpreis für Prosumer

Die Idee eines pauschal höheren Grundpreises für alle Prosumer ist diskriminierend, nicht kostenreflexiv und daher abzulehnen, da auch die Kundengruppe der Prosumer in sich heterogen ist. Richtig ist, dass viele Prosumer sich mit der heutigen Netzentgeltsystematik nicht verursachungsgerecht an den Netzkosten beteiligen. Dies sollte mit einer neuen Systematik vermieden werden. Genau hierzu kann ein richtig ausgestalteter Kapazitätspreis führen. Es ist daher nicht nachvollziehbar, warum ein Kapazitätspreis nicht auch für Netznutzer mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh gewählt wird. Für dieses Kundensegment wäre ein Kapazitätspreis die richtige Lösung.

Ein „fairer“ bzw. kostenreflexiver höherer Grundpreis – wie vorgeschlagen – kann nicht bestimmt werden. Die Grundpreise müssten stets gestaffelt sein, da beispielsweise einem Prosumer mit einer 800-Watt-Balkonanlage nicht derselbe erhöhte Grundpreis berechnet werden kann wie der Lagerhalle mit einer 400-kW-Dachanlage. Sogar ein rein statischer Kapazitätspreis, der die garantierte, immer verfügbare Kapazität bepreist, würde die Kostenreflexivität besser abbilden. Es ist daher fraglich, weshalb Prosumer pauschal und nicht kostenreflexiv mit einem höheren Grundpreis an der Finanzierung zu beteiligen sind, während Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh ein kostenreflexives Netzentgeltsystem mit Kapazitätspreisen erhalten sollen. Der Kapazitätspreis sollte stattdessen diskriminierungsfrei auch auf Prosumer jeder Größe angewandt werden. Insbesondere weil diese zukünftig ebenfalls mit einem iMSys ausgestattet sein werden und die Leistungsmessung daher auch bei diesen Netznutzern möglich ist. Nur mit der sachgerechten Bepreisung der Kapazität werden sich die Prosumer mit Wallbox, Speicher und Wärmepumpe dahingehend optimieren und somit einen Anreiz haben, nicht gleichzeitig (womöglich bei niedrigen Strompreisen) den Speicher, das Elektroauto und den Wärmespeicher zu laden.

Ein erhöhter Grundpreis für Prosumer dagegen wäre eine fixe Größe. Ein verändertes, „netzdienliches“ Verbrauchsverhalten hätte keinen Einfluss auf die Netzentgelte für den Netznutzer. Anreize für die netzdienliche Optimierung der Anlagen blieben so aus. Bei einem höheren Grundpreis für Prosumer würden diese einseitig belastet, ohne dass sie die Möglichkeit hätten, über eine Flexibilisierung ihres Energieverbrauchs Einfluss auf die Höhe ihrer Netzkosten zu nehmen. Dieser Nachteil überwiegt den Vorteil, dass reine Verbraucher über einen erhöhten Grundpreis für Prosumer geringfügig entlastet würden.

Ein erhöhter Grundpreis für Prosumer führt in der Praxis zu erhöhter Komplexität. So senkt eine Differenzierung in Prosumer/Nicht-Prosumer auch die Anreize für Kunden, ihren Meldepflichten z. B. im Marktstammdatenregister fristgerecht nachzukommen. Hieraus könnte ein erheblich höherer Aufwand für Aufsichtsbehörden und Netzbetreiber erwachsen, um die

Compliance bezüglich der Klassifizierung Prosumer/Nicht-Prosumer zu überwachen. Gleichzeitig entsteht eine enorme Komplexität für Lieferanten, da Besitzer einer PV-Anlage und Stromkunde in der Kundenanlage oftmals nicht personenidentisch sind. Ein Matching von Erzeuger- und Verbraucher-MaLo ist aufwendig und fehleranfällig. Zudem würde für Endkunden der Wechsel des Stromanbieters erschwert werden, da dem Stromlieferanten bei Angebotsstellung nicht bekannt ist, ob ein Kunde ein Prosumer ist oder nicht. In der Folge müssten Verträge unter Vorbehalt abgeschlossen werden, um Nachkorrekturen bei Prosumer zu ermöglichen. Diese Risiken führen womöglich auch dazu, dass vermehrt desintegrierte Verträge abgeschlossen werden würden. Der BDEW lehnt diesen zusätzlichen Bürokratieaufwand ab und spricht sich insbesondere dagegen aus, energiewirtschaftliche Akteure wie Netzbetreiber und Stromlieferanten mit einer derartigen kommunikationsintensiven Überwachungsaufgabe und Abwicklung zu beauftragen.

Darüber hinaus fehlt eine Definition von Prosumern, die möglicherweise gestaffelte höhere Grundpreise rechtfertigen. So wäre eine Unterscheidung zwischen Prosumern mit und ohne Speicher, eine Unterscheidung bezüglich der Erzeugungsanlage etc. erforderlich, um einen sachgerechten höheren Grundpreis zu begründen. Auch der bidirektionale Betrieb von Elektroautos müsste bereits heute mitgedacht werden. Aus den Orientierungspunkten geht nicht hervor, ob alle Prosumer – unabhängig von ihren Komponenten – gleichbehandelt werden sollen.

Saisonaler Arbeitspreis

Auch für eine sachgerechte Abrechnung eines saisonalen Arbeitspreises ist die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem erforderlich. Weiterhin ist das Modell der saisonalen Arbeitspreise auf Kundenseite deutlich schlechter nachzuvollziehen. Das Argument der Bundesnetzagentur, dass saisonale Arbeitspreise die Sektorenkopplung nicht unterstützen, ist ein gravierender Nachteil eines solchen Modells. Darüber hinaus kann es dazu führen, dass der AP3 häufig ein gegenläufiges Signal setzt, so dass die Wirkung saisonaler Arbeitspreise eingeschränkt ist. All dies kann bewirken, dass Stromlieferverträge mit Preisgarantien bei saisonalen Arbeitspreisen und dynamischen Preiskomponenten nicht mehr möglich sind.

Kapazitätspreis für alle Kunden in der Niederspannung

Grundsätzlich sollte für alle Kunden, bei denen die erforderlichen Informationen zur Kapazitätsüberwachung erhoben werden können, perspektivisch ein Kapazitätspreis eingeführt werden. Für den Übergang sollte ein Systemwechsel auf freiwilliger Basis möglich sein. Dies betrifft zukünftig neben den RLM-Kunden auch die SLP-Kunden mit intelligentem Messsystem.

Fragen der Bundesnetzagentur

- › Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen, ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?

Prosumer sollten in dem zukünftigen Modell die Möglichkeit haben, ihren Energiebezug und damit auch die Netznutzung aktiv managen zu können und ihre Flexibilität dem Gesamtsystem zur Verfügung stellen zu können. Für dieses Kundensegment wäre daher ein Kapazitätspreis die richtige Lösung. Dies würde auch der Verursachungsgerechtigkeit der Netznutzung Rechnung tragen. Entscheidet man sich für ein solches Modell, muss konsequent von Beginn an die Umsetzung im Markt mitbedacht werden (vom Angebotsprozess für den Abschluss von Stromlieferverträgen, über die Messtechnik bis hin zum Änderungsmanagement).

- › Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltkundenbereich sind zu erwarten?

(Verständnisfrage: Welcher Wettbewerb ist gemeint? Hier wird die Wettbewerbssituation zwischen Lieferanten/Energiedienstleistern zugrunde gelegt)

Bei einem erhöhten Grundpreis für Prosumer wäre zunächst keine Auswirkung auf den Wettbewerb zu erwarten. Soweit der Grundpreis für alle Prosumer gleich wäre, könnte sich der Wettbewerb lediglich über die Arbeitspreise differenzieren.

Die Information, dass der Kunde in der NNE-Systematik als Prosumer einzustufen ist, muss dem Lieferanten (sowohl im GP-Modell als auch im KP-Modell) vor Angebotslegung in dem benötigten Detaillierungsgrad automatisiert vorliegen, damit der Lieferant dem Kunden ein aussagekräftiges Angebot (in Echtzeit) legen kann. Ansonsten würde sich dies negativ auf die Wechselbereitschaft und Akzeptanz der Kunden auswirken. Auch hier gilt wieder: Einfache, automatisierte Prozesse müssen dem Markt von Beginn an zur Verfügung stehen. Die vorgenannte Verfügbarkeit der erforderlichen Daten sowie die Messwerteverfügbarkeit und Qualität ist daher Grundvoraussetzung.

Bei der Einführung eines Kapazitätspreises hingegen käme voraussichtlich mehr Wettbewerb auf. Kunden würden sich Angebote im Markt suchen, die ihnen den eigenen Energieverbrauch optimieren. Reine Verbraucher könnten sich ebenso über einen gestaffelten Grundpreis versuchen zu optimieren – in einem deutlich geringeren Maße als die Prosumer. Trotzdem wäre eine aktivere Teilnahme am Energiemarkt darüber gewährleistet.

- › Wäre eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?

Ob eine direkte Abrechnung zwischen Netzbetreibern für alle Netznutzer wünschenswert ist, kann erst bewertet werden, wenn das gesamte Modell bekannt ist. Eine integrierte oder desintegrierte Abwicklung birgt unterschiedliche Herausforderungen für Netzbetreiber, Lieferanten und Endkunden.

- › Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?

Die Einführungsdauer hängt vom Implementierungsaufwand des Modells ab. Bleibt es bei der Grundpreis-Arbeitspreis-Logik und kommen keine neuen Komponenten wie Kapazitätspreis oder Prosumerentgelte hinzu, dann kann ein solches Modell zeitnah implementiert werden, sofern zuvor alle notwendigen Angebots- und Abrechnungsprozesse vollautomatisiert und implementiert sind. Hierfür wird eine entsprechende Festlegung der BNetzA erforderlich sein (MaKo-Anpassung), die von allen Marktpartnern vor Einführung des neuen Modells zwingend vollständig implementiert sein muss (i. d. R. 12-16 Monate).

Im Falle der Einführung eines Prosumerentgelts oder Kapazitätspreises müssen alle damit verbundenen „Anpassungsprozesse“ (Datenverfügbarkeit zur Einordnung der Kunden, Absenkung/Aufstockung des KP und Pönalisierung) festgelegt werden. Vor Einführung dieser Maßnahme müssen sämtliche vorgenannten Sachverhalte allen Marktpartnern standardisiert und vollautomatisiert über die Marktkommunikation zur Verfügung gestellt werden. Die IT-Systeme zur Berechnung der Netzentgelte je Kunde wären grundlegend neu zu entwickeln. Zudem bedürfte es einer Anpassung/Umstellung der Stromlieferverträge aller Kunden. Dies würde insgesamt einen noch höheren Zeitaufwand nach sich ziehen.

Die Einführungsdauer sollte jedoch nicht der entscheidende Faktor bei der Wahl des Systems sein. Es wird ein Modell benötigt, welches für einige Jahre stabile Rahmenbedingungen bietet.

- › Soll der Verteilnetzbetreiber das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis abgesehen von generellen, aber unbestimmten Anforderungen der Angemessenheit und der Diskriminierungsfreiheit frei bestimmen dürfen?

Wenn das Verhältnis frei gewählt werden kann, besteht das Risiko, dass bei einzelnen Netzbetreibern, die einen höheren Grundpreis-Anteil wählen, die Erzeugung für den Eigenverbrauch weniger attraktiv ist als bei Netzbetreibern mit einem geringeren Grundpreis-Anteil.

Daher sollten auch für das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis klare Vorgaben gemacht werden. Im Übrigen weisen wir darauf hin, dass wir die alleinige Anwendung von Grund- und Arbeitspreis nur für den Kundenteil als sinnvoll erachten, für den keine Leistungswerte vorliegen oder aber es sich um einen optionalen Einbau eines iMSys handelt.

3.3 Anreizfunktion

Grundsätzlich stimmt der BDEW zu, dass mit den Netzentgelten auch Anreize gegeben werden können und sollten. Im Fokus dieser Anreize sollte auch aus BDEW-Sicht ein netzdienliches Verhalten – betreffend Investitions- oder Einsatzentscheidung – stehen. Aufgrund fehlender Erfahrungswerte ist jedoch unklar, wie Netznutzer auf entsprechende Anreize reagieren können. Diese Anreize sollten also primär flexible Netznutzer adressieren. Im Idealfall können sie zusätzlich dazu führen, dass sich unflexible Netznutzer flexibilisieren. Es sollte dabei aber auch nicht außerachtgelassen werden, dass neben den Netzentgelten weitere Instrumente eingeführt werden können, die ggf. noch gezieltere Anreize für mehr Netzdienlichkeit setzen können.

Der BDEW weist nochmals darauf hin, dass jede Netzentgeltkomponente auch in einer statischen Ausgestaltung Anreize setzt. Die Diskussion über die damit verbundene Anreizsetzung erfolgt nach unserer Einschätzung in den Orientierungspunkten noch nicht ausreichend.

3.3.1 Anreize für das Nutzungsverhalten

Bei Netzengpässen können Anreize für eine bessere Netznutzung zu geringeren Engpassmanagement-Kosten führen. Eine direkte Beteiligung der Verbraucher an den Engpassmanagement-Kosten durch symmetrische, dynamische Arbeitspreise ist grundsätzlich nachvollziehbar. Wichtig bei der Ausgestaltung ist jedoch, die Komplexität und Umsetzbarkeit nicht zu vernachlässigen sind und dies dem tatsächlichen Nutzen gegenüberzustellen. Daher ist auch aus Sicht des BDEW eine Einführung eines volldynamischen symmetrischen Arbeitspreises über alle Netzebenen hinweg für Verbraucher vor Mitte der 2030er Jahre nicht realistisch. Es bietet sich deshalb an, schrittweise mit einer einfachen Umsetzung zu beginnen (z. B. zeitvariabel) und diese bei Bedarf fortlaufend weiter zu dynamisieren.

Die Netzebene ist ein sinnvolles Kriterium bei einer stufenweisen Einführung von dynamischen Arbeitspreisen. Die Einführung sollte bei den Netzebenen 1-3 starten. Bei einer Ausweitung auf weitere Netzebenen sind die Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen zwingend zu beachten. Dies erhöht die Komplexität enorm.

Unklar ist in dem vorgeschlagenen Modell, wie das Verhältnis zwischen den statischen AP1 und AP2 zum dynamischen AP3 sein sollte und wie groß damit der Effekt von AP3 tatsächlich ist. Hierbei ist auch zu beachten, dass Kunden derselben Netzebene am selben Netzstrang verschiedene starke Signale erhalten – je nachdem ob sie zum Zeitpunkt des Engpasses AP1 und AP2 oder nur den AP1 zahlen müssen. Zudem müsste ein AP3 das Strompreissignal übercompensieren. Zu starke Anreize über einen dynamischen Arbeitspreis können darüber hinaus zu unerwünschten Effekten wie hohen Gradienten im Netz und somit zu Herausforderungen in der Netzstabilität führen.

Zeitfenster für das komplette Netzgebiet sind hingegen nicht zielführend, weil die Netzauslastung im Netzgebiet dafür zu heterogen ist.

Fragen der Bundesnetzagentur

- › 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. Auf der Erzeugerseite führen vor allem Erzeugungsanlagen im Duldungsverfahren zu Prognoseengenauigkeiten.

- › Wie sieht es in der Ebene 4 (HS/MS) aus?

Der BDEW behält sich vor, diese Frage in seiner Stellungnahme zu den BNetzA-Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgeltkomponenten zu beantworten.

- › Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?

Der BDEW behält sich vor, diese Frage in seiner Stellungnahme zu den BNetzA-Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgeltkomponenten zu beantworten.

- › Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?

Grundsätzlich verfolgt die BNetzA bei der Netzentgeltreform für die Zeit ab 2029 das übergreifende und nachvollziehbare Ziel, alle Nutzergruppen gleich zu behandeln.

Folglich sollten auf höheren Spannungsebenen alle Nutzergruppen auch von Anfang der Neuregelung unterfallen. Eine zeitliche Differenzierung der Nutzergruppen müsste gut begründet werden. Der BDEW kann bei entsprechender guter Begründung jedoch den Ansatz, die Einführung neuer dynamischer Entgeltkomponenten zunächst mit hochflexiblen Verbrauchsgruppen auf der Höchstspannungsebene zu beginnen, nachvollziehen. Hier spielen z. B. Großbatteriespeicher, Elektrokessel und Großwärmepumpen (Industrie und Fernwärme) sowie Elektrolyseure mit ihrem erheblichen Flexibilitätspotenzial eine Rolle. Ob Speicher zunächst berücksichtigt werden sollten, ist jedoch auch stark abhängig davon, wie Netzentgelte für Speicher ausgestaltet werden. Um den Prozess der Stromspeicherung diskriminierungsfrei im Sinne der Art. 18 der EU-Strombinnenmarktverordnung (BMVO) und Art. 15 (1) e und (5) d der EU-Strombinnenmarktrichtlinie (BMRL) zu behandeln, bedeutet Kostenreflexivität in einem fairen Wettbewerb, dass der Prozess der „Energiespeicherung“ nicht doppelt belastet werden darf.

Grundsätzlich ist es denkbar, dass die Netzdienlichkeit von Speichern durch einen dynamischen symmetrischen Arbeitspreis zusätzlich angereizt werden kann. In einem solchen System sollte aber auch die Flexibilität von Elektrolyseuren berücksichtigt werden. Während Batteriespeicher in der Regel untertägige Erzeugungs- und Lastspitzen ausgleichen, verfügen Elektrolyseure über die Fähigkeit, Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien über Wochen hinweg aufzunehmen. Damit stellen sie eine zentrale Flexibilitätsoption für das Energiesystem der Zukunft dar. Der BDEW weist jedoch auch darauf hin, dass das Flexibilitätspotenzial von Elektrolyseuren durch die für die Herstellung von grünem Wasserstoff geltenden Strombezugskriterien stark beeinflusst sein kann. Entsprechende Wechselwirkungen sollten im Detail geprüft werden.

- › Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?
Der BDEW behält sich vor, diese Frage in seiner Stellungnahme zu den BNetzA-Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgeltkomponenten zu beantworten.

- › Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z. B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?
Zeitfenster für das komplette Netzgebiet lehnen wir ab, da in größeren Netzgebieten die Netzauslastung zu heterogen ist, um die beabsichtigten Effekte zu erzielen.

- › Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher)? Was ist dabei zu beachten?

Der BDEW unterstützt die Sicht der BNetzA, dass eine dynamische Entgeltkomponente netzdienliche Änderungen des Strombezugsverhaltens adressieren sollten, also auf Flexibilitäten im Verbrauch abzielt. Eine Einbeziehung der Stromerzeugung wird unter diesem Gesichtspunkt sowie auf Grund der zu erwartenden Verwerfungen nicht als zielführend angesehen.

- › Wie soll mit § 14a Modul 3 verfahren werden?

Der BDEW behält sich vor, diese Frage in seiner Stellungnahme zu den BNetzA-Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgeltkomponenten zu beantworten.

3.3.2 Anreize für Investitionsentscheidungen

Fragen der Bundesnetzagentur

- › Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?

Wünschenswert sind bundesweit einheitliche und transparente BKZ-Regelungen, die für Netzbetreiber und Kunden einfach handhabbar sind. Gleichzeitig unterscheiden sich der bauliche Zustand der Stromnetzinfrastruktur und die Rahmenbedingungen vor Ort erheblich. Die Entscheidung über die Erhebung von BKZ und deren Höhe sollte daher im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber liegen. Nach Einschätzung des BDEW ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen zielführend und netzwirtschaftlich geboten, insbesondere in Zeiten knapper Netzanschlusskapazitäten. Es sollte daher im Eigeninteresse des Netzbetreibers sein, Baukostenzuschüsse zu vereinnahmen. Allerdings haben Netzbetreiber unter den neuen regulatorischen Rahmenbedingungen ([StromNEF](#)) einen begrenzten Anreiz zur Vereinnahmung eines BKZ, da sie zu einer Verringerung der Verzinsungsbasis führen und der Zinsbonus dies nicht ausgleichen wird (siehe [BDEW-Stellungnahme vom Juli 2025](#) und das einschlägige [BDEW-Positionspapier](#)).

- › Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?

An der bisherigen Praxis einer pauschalen Ermittlung des BKZ sollte dringend festgehalten werden. Eine Ermittlung der im Einzelfall anfallenden Netzausbaukosten wäre mit deutlichen größeren operativen Aufwendungen verbunden. So würden sich zahlreiche Umsetzungsfragen und eine hohe Komplexität für eine individuelle Kalkulation ergeben, da die Netzkapazität für einen Anschluss insbesondere in der Hochspannung häufig von mehreren Ausbaumaßnahmen abhängt. Ein noch wichtiger Grund ist aber, dass bei einer solchen Ermittlung der Zeitpunkt der Anfrage nach Netzkapazität und die freie Netzkapazität entscheidend sind. Die Folge wäre eine höchst unterschiedliche Kostenbehandlung der Kunden, die nicht auf deren eigenes Verhalten zurückführen wäre. Daher hält der BDEW dieses Vorgehen operativ nicht für zielführend und mit Blick auf die Anreiz- und Verteilungswirkung für äußerst problematisch. Im Extremfall würde Netzkapazität so lange nachgefragt werden, wie kein Ausbau der vorgelagerten Netzebene erforderlich wäre. Sobald dieser jedoch erforderlich werden würde, beispielsweise durch die Errichtung eines neuen Umspannwerks, würde die Nachfrage nach Netzkapazität aufgrund der sehr hohen individuell zu tragenden Kosten vollständig zum Erliegen kommen. Zudem benötigen Projektierer von Bezugs- und Erzeugungsanlagen eine frühzeitige Kostentransparenz, um in frühen Planungsphasen eine belastbare Wirtschaftlichkeitsberechnung von Projekten vornehmen zu können. Daher sollte es auch weiterhin bei der bisherigen pauschalisierenden Vorgehensweise bleiben.

› Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

Da eine pauschale Bemessung deutlich besser ist, bietet sich nach unserer Auffassung der Rückgriff auf einen möglichen künftigen Kapazitätspreis an. Um aber überhaupt eine signifikante steuernde Wirkung zu erreichen, sollte die Möglichkeit bestehen, dass der BKZ in einer Höhe vereinnahmt werden kann. Wenn der vereinnahmte BKZ höchstens aber i. d. R. noch unter den Netzentgelten für ein Jahr liegt, ist die Steuerungswirkung bei Investitionsentscheidungen gering. In diesem Zuge gibt es mit dem pauschalen Modell im [Positionspapier](#) der Beschlusskammer 8 vom November 2024 zur Erhebung von BKZ eine Ausgestaltung, die mit dem Kapazitätspreis anstelle des Leistungspreises fortgeführt werden könnte – sofern künftig über den Kapazitätspreis tatsächlich der größte Erlösanteil vereinnahmt werden soll. Dabei sollte auch die „Glättung“ des BKZ mit Hilfe des Durchschnittspreises mehrerer Jahre weiter zum Tragen kommen, um starke Preissprünge zu vermeiden.

Alternativ müsste eine aufwändige und durch die BNetzA durchzuführende Datenerhebung erfolgen, um für typisierte Musterkunden die Kosten des Netzausbaus zu ermitteln. In einem zweiten Schritt müsste dies wieder in einen pauschalen Ansatz überführt

werden, der zu durchschnittlichen Netzausbaukosten führt. Dies halten wir jedoch nicht für erforderlich. Auch mit einer pauschalen Kostenbeteiligung über den Kapazitätspreis entfaltet der BKZ seine Finanzierungs- sowie seine Anreizfunktion.

- › Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiets räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?

Mehrjährig stabile, lokal (je nach Verfügbarkeit von Kapazität im Netz) differenzierte BKZ können sinnvolle Allokationssignale senden. Im Falle größerer Netzbetreiber sind auch weitere Differenzierungen innerhalb eines Netzes vorstellbar. Eine Verpflichtung zur Erhebung eines räumlich differenzierten BKZ lehnen wir jedoch ab.

Die Anreize, die ein räumlich differenzierter BKZ mit sich bringt, können einen Einfluss auf die Ansiedlung großer Lasten wie Elektrolyseure haben. Sie unterstützen damit Netzdienlichkeit sowie die Minderung von Redispatch-Maßnahmen und des zukünftigen Netzausbaubedarfs. Lokal differenzierte BKZ sind – wie auch das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k EnWG) – wichtige Bausteine für eine netzdienliche Allokation. Allerdings reichen diese lokalen Signale allein nicht aus, um die gewünschten Lenkungswirkungen zu erzielen.

Zudem besteht bei örtlich differenzierten BKZ die Herausforderung, dass die Netzsituation samt Engpässen volatil sein kann. Daraus ergibt sich die Gefahr von regionalen BKZ, die von Jahr zu Jahr in ihrer Höhe schwanken. Räumlich differenzierte BKZ können nur für örtlich flexible Netznutzer Anreize setzen. Viele Netznutzer (Industrie, Gewerbe, Landinfrastruktur, Wind an Land) sind in ihrer Standortwahl jedoch eingeschränkt; der Anschluss an das Stromnetz ist darüber hinaus nur einer von mehreren Standortfaktoren. Für örtlich flexible Verbraucher hingegen können differenzierte BKZ eine Lenkungswirkung erzielen. Es bedarf daher einer konkreten Abschätzung der Wirkung räumlich differenzierter BKZ. Jedoch kann über eine räumliche Differenzierung weiterer Netzentgeltkomponenten eine stärkere Lenkungswirkung erreicht werden, wenn sie mit Vorlaufzeiten von mehreren Jahren verbindlich zu antizipieren sind. Insbesondere für die netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren ist eine räumliche Differenzierung weiterer Netzentgeltkomponenten entscheidend.