Bundesnetzagentur

Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA

20. November 2025

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

1. Einleitung

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (im Folgenden: Beschlusskammer) hat gemäß § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) nach Außerkrafttreten der StromNEV unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3 am 12.05.2025 eröffnet.

Mit der Verfahrenseröffnung hat die Bundesnetzagentur ein Diskussionspapier veröffentlicht, in dem die geänderten Rahmenbedingungen durch die Energiewende, das Zielbild, eine Analyse des Status quo sowie dessen Abgleich mit dem Zielbild und daraus abgeleitete erste Anpassungsoptionen skizziert werden. Sowohl die Beiträge im Rahmen der anschließenden Konsultation des Papiers als auch der Branchenworkshop Anfang Juni haben Zielvorstellungen und Ideen der unterschiedlichen Akteure ein Stück weit offengelegt sowie Vor- und Nachteile verschiedener Anpassungsoptionen aufgezeigt. Die Bundesnetzagentur hat die Konsultationsbeiträge veröffentlicht.

Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse und unter intensivem Austausch mit den für den AgNes-Prozess bestellten Gutachtern verdichtet die Bundesnetzagentur den Gestaltungsraum. Der vorliegende Sachstandsbericht enthält konkrete Vorschläge, in welche Richtung die Beschlusskammer auf Basis des heutigen Erkenntnisstands tendiert. Diese sollen nun in Expertenworkshops vertieft diskutiert und auf ihre Praktikabilität geprüft werden.

Die Bundesnetzagentur wird darüber hinaus ein Gutachten, welches die unterschiedlichen europäischen Lösungsansätze bei der Gestaltung der Netzentgelte analysiert, veröffentlichen.

Das vorliegende Papier unterbreitet zunächst konkrete Vorschläge für Netzentgeltkomponenten für Letztverbraucher und soll als Grundlage für die beiden ersten Expertenworkshops dienen. Weitere Papiere werden zum Umgang mit spezifischen Netznutzern wie Speichern und Einspeisern sowie zu Themen wie Dynamisierung von Entgeltkomponenten und Kostenstellen/Kostenwälzung folgen.

2. Sachstand

Künftig sollen Netzentgelte vor allem durch zwei konzeptionell zu unterscheidende Arten von Entgeltkomponenten gebildet werden, einerseits Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion und andererseits Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion. Daneben soll es weiterhin Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb sowie anlassbezogene Entgelte (so z.B. Baukosten-

zuschüsse) geben. Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion sollen die Netzkosten bereits weitgehend sicher refinanzieren. Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollen Kostenwirkungen von (kurzfristigen) Einsatz- bzw. (langfristigen) Investitionsentscheidungen internalisieren.

Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion:

- Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion sollen das Verhalten der Netznutzer nach Möglichkeit wenig beeinflussen.
- Die Finanzierungsfunktion für Verbraucher ab der Umspanneben MS/NS und für Verbraucher in der Niederspannung mit einem Verbrauch größer 100.000 kWh soll dabei mittels zweier Netzentgeltkomponenten erfüllt werden – einem Preis für eine „bestellte" Kapazität sowie einem (statischen) Arbeitspreis.
- Der (statische) Arbeitspreis soll dabei zweistufig ausgestaltet werden:
  - ein Arbeitspreis 1, der für die Bezugsmenge unterhalb der bestellten Kapazität gilt und
  - ein höherer Arbeitspreis 2, der für die Bezugsmengen oberhalb der Wahlkapazität anfällt und zur Wahl einer rationalen Kapazitätsbestellung durch den Netznutzer dient.
- Bei Verbrauchern in der Niederspannung unterhalb eines Jahresverbrauchs von 100.000 kWh soll die Finanzierungsfunktion nach heutigem Stand der Meinungsbildung grundsätzlich weiterhin über eine Arbeitspreis- sowie eine Grundpreiskomponente erreicht werden.
- Die neue Entgeltsystematik soll dabei die faire Beteiligung der Prosumer beispielsweise über einen erhöhten Grundpreis an der Finanzierung der Netze in der Niederspannung gewährleisten.

Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion:

- Anreize zu einem netzorientierten Nutzungsverhalten sollen über dynamische Arbeitspreise gesetzt werden.
- Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollen Kostenwirkungen von (langfristigen) Investitions- bzw. (kurzfristigen) Einsatzentscheidungen internalisieren.
- Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion haben nicht das Ziel, Mehreinnahmen zu generieren; sie können aber je nach Konstellation auch zu Mehr- oder Mindereinnahmen für Netzbetreiber führen, die dann der allgemeinen Netzfinanzierung dienen.
- Anreize, auch bei Investitionsentscheidungen Netzbelange zu berücksichtigen, sollen über Baukostenzuschüsse gesetzt werden.
- Die Überlegungen zur Beteiligung von Einspeisern und Speichern an der Netzfinanzierung sind nicht abgeschlossen und stehen daher in diesem Sachstandspapier nicht im Fokus. Grundgedanken lassen sich ggf. übertragen oder müssten entsprechend angepasst werden.

3. Anreiz- und Finanzierungsfunktion

Im Rahmen der Konsultation haben sich viele Stimmen unterschiedlicher Stakeholder dafür ausgesprochen, das Ziel, netz- und systemdienliches Verhalten anzureizen, in den Vordergrund zu rücken, um Gesamtkosten zu reduzieren. Gleichwohl ist dem Großteil der Konsultationsteilnehmer bewusst, dass Netzentgelte auch mit dem Ziel erhoben werden müssen, die bereits angefallenen Kosten zu finanzieren.

Diese beiden zentralen Grundfunktionen von Netzentgelten – Finanzierung und Anreizsetzung – bieten sich daher an, um die weiteren Überlegungen zur Netzentgeltsystematik zu gliedern. Gemeinsam mit den Gutachtern Consentec und IBER wurde hierzu ein Konzept entwickelt, das das bisherige Zielbild aus dem Diskussionspapier noch einmal verdichtet. Das im Diskussionspapier postulierte Ziel der Finanzierungsbeteiligung, insbesondere der Kostenreflexivität, ist in den beiden Grundfunktionen weiterhin enthalten. Das Ziel der Umsetzbarkeit kann als notwendige

Nebenbedingung verstanden werden, dessen Berücksichtigung stets zu beachten ist. Zudem können Fragen des Umsetzungsaufwands punktuell auch die Bewertung der Vorzugswürdigkeit von grundsätzlich umsetzbaren Optionen beeinflussen.

Über Entgeltkomponenten mit **Finanzierungsfunktion** soll der Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber nahezu vollständig gedeckt werden. Über Entgeltkomponenten mit **Anreizfunktion** gilt es dagegen, Investitions- und/oder Einsatzentscheidungen von Netznutzern in einem solchen Maße zu beeinflussen, dass die Wirkungen dieser Investitions- und/oder Einsatzentscheidung auf die Netzkosten in den Entscheidungen internalisiert werden. Dabei setzen Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion zwangsläufig immer auch Verhaltensanreize. Diese Wirkung sollte grundsätzlich aber so gering wie möglich gehalten werden. Im Rahmen der Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion gilt es insbesondere Fehlanreize nach Möglichkeit zu vermeiden. Gleichzeitig lässt sich durch Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion ein gewisser Finanzierungsbeitrag erzielen, insbesondere dann, wenn das in der Entgeltkomponente über Preissignale angereizte Verhalten eben nicht oder zeitversetzt erfolgt.

Im Weiteren wird nach diesen beiden Grundfunktionen differenziert, wobei unterstellt wird, dass die beiden Funktionen grundsätzlich separaten Entgeltkomponenten zugeordnet werden können. Zur praktischen Anwendung ließen sich diese wieder zusammenfassen, soweit sie auf den gleichen Bezugsgrößen beruhen (z.B. dynamische Arbeitspreiskomponenten (Anreizfunktion) und eine statische Arbeitspreiskomponente (Finanzierungsfunktion)).

4. Finanzierungsfunktion

Es gilt, die regulatorisch festgelegten Erlösobergrenzen (EOG) auf das Kollektiv der Netznutzer zu verteilen – an dieser Stelle soll der Fokus zunächst auf den von Letztverbrauchern zu zahlenden Entgelten liegen, zunächst unabhängig von der Frage, ob und in welchem Umfang Einspeiser und Speicher an der Refinanzierung der EOG beteiligt werden sollen. Der Sachstand der Überlegungen der Beschlusskammer zu den von diesen Nutzern zu zahlenden Entgelten wird in einem eigenen Sachstandspapier zusammengefasst werden.

Die Gestaltung der Entgeltkomponenten bestimmt dabei maßgeblich die sich einstellenden Verteilungseffekte und die damit verbundenen Anreizwirkungen, die auch Fehlanreize sein können. Um diese auszutarieren, bietet es sich an, mehrere Komponenten zu kombinieren. Je mehr Komponenten kombiniert werden, desto komplexer wird wiederum das System. In diesem Zielkonflikt gilt es sorgsam abzuwägen.

Typischerweise kommen die Komponenten Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis und Grundpreis in Frage:

Arbeitspreise sind in ihrer Wirkung unmittelbar nachvollziehbar und im Vergleich zu leistungsbezogenen Komponenten vorteilhaft für Nutzer mit geringen Benutzungsdauern sowie für Nutzer mit geringem Verbrauch gegenüber Grundpreisen. Sie sind aber auch die Ursache für hohe Eigenverbrauchsvorteile von Prosumern und verteuern Strom im Wettbewerb mit anderen Energieträgern.

Leistungs- und Kapazitätspreise bewirken im Vergleich zu mengenbezogenen Komponenten Vorteile für Verbraucher mit hoher Benutzungsdauer und wirken dem Problem der mit dem Eigenverbrauch einhergehenden Entsolidarisierung bei der Tragung der Netzkosten entgegen. Die zeitgleiche Jahreshöchstlast ist unverändert der wesentliche Kostentreiber der Netzinfrastruktur, weshalb es richtig ist, auch die Leistung zu bepreisen. Die bisherige Ermittlung des Leistungspreises steht allerdings stark in der Kritik. Er löse Fehlanreize dahingehend aus, verbrauchsseitige Flexibilität so einzusetzen, dass der individuelle Strombezug vergleichmäßigt und so die individuelle

Leistungsspitze bzw. der Bedarf nach Netzanschlusskapazität (NAK) minimiert wird, anstatt die Flexibilität wertoptimal im Stromsystem zu nutzen.

Grundpreise pro Anschluss oder Zählpunkt lösen keine Fehlanreize für den Flexibilitätseinsatz aus und können zu einer angemessenen Beteiligung von Prosumern beitragen. Sie führen bei einheitlicher Anwendung aber angesichts der großen Heterogenität von Letztverbrauchern zu einer stark größenabhängigen spezifischen Kostenbelastung. Bei einem Ansatz, der ausschließlich Grundpreise als Finanzierungskomponente vorsähe, entstünden erhebliche Umverteilungseffekte, die dem Gerechtigkeitsempfinden wiederum zuwiderlaufen sowie bei kleineren Verbrauchern (innerhalb einer Netzebene) evtl. sogar zu einer prohibitiven Kostenbelastung führen könnten. Darüber hinaus begegnet ein solcher Ansatz Bedenken im Hinblick auf die Energieeffizienzrichtlinie.

Angesichts der Vor- und Nachteile jeder der Komponenten erscheint es der Beschlusskammer beim heutigen Stand der Meinungsbildung naheliegend, zwei Komponenten zu kombinieren. Eine Kombination aus drei Komponenten würde die Komplexität deutlich erhöhen und müsste daher schon einen sehr großen Mehrwert bieten, sodass weiterhin viel für eine zweigliedrige Systematik spricht.

1. Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden>100.000 kWh

Kunden mit einem Verbrauch oberhalb von 100.000 kWh verfügen heute über eine registrierende Lastgangmessung und werden deshalb nicht über sog. Standardlastprofile bilanziert und abgerechnet, sondern im heutigen System über Leistungspreise und Arbeitspreise.

Der Beschlusskammer erscheint grundsätzlich weiterhin sinnvoll, an einer Größenunterscheidung festzuhalten. Auch das MsbG unterscheidet in § 55 die Messung oberhalb und unterhalb von 100.000 Kilowattstunden. Denn bei kleineren Kunden könnte der Aufwand komplexerer Abrechnungssystem unverhältnismäßig sein. Insbesondere auch für deren Lieferanten hat sich ein auf Standardlastprofile abgestimmtes Belieferungs- und Bepreisungssystem bislang bewährt. Bei Kunden mit einem intelligenten Messystem ist schon jetzt, unabhängig von der Größe, die Zählerstandsgangmessung vorliegend. Gem. § 17 Abs. 6 StromNEV gilt die Zählerstandsgangmessung weiterhin als „Arbeitsmessung“ mit dem System aus einem mengenbezogenen Entgelt und ggf. Grundpreis. Ob 100.000 kWh weiterhin die richtige Größenschwelle darstellen, ist nicht im Rahmen des AgNes-Prozesses zu entscheiden. Im Rahmen des AgNes-Prozesses wäre nur darüber zu befinden, ob Kunden unterhalb des Schwellenwertes die Option oder die Verpflichtung eröffnet wird, ob und in welcher Form in das für Kunden oberhalb des Schwellenwertes zu etablierende Entgeltsystem zu wechseln.

Im Diskussionspapier wurde eine zusätzliche Grundpreiskomponente auch für höhere Spannungsebenen zur Diskussion gestellt. Diese hat gegenüber den leistungsbasierten Komponenten den Vorteil, neutral bezüglich flexiblem Verhalten zu wirken. Jedoch ist die spezifische Entgeltbelastung der Netznutzer extrem größenabhängig. Diese Sicht wird auch seitens vieler Konsultationsteilnehmer geteilt. Aufgrund der damit einhergehenden Verteilungseffekte sowie der erhöhten Komplexität bei drei Komponenten wird die Einführung eines Grundpreises beim Stand der heutigen Erkenntnisse auf höheren Spannungsebenen verworfen.

Eine Kombination aus einer **mengenbezogener** und einer **kapazitätsbezogenen** Komponente drängt sich daher auf. Dadurch lassen sich Verteilungseffekte bei den sehr heterogenen Letztverbrauchern in den höheren Spannungsebenen austarieren.

Als mengenbezogene Komponente bietet es sich an, den **Arbeitspreis** beizubehalten. Dieser ist bereits etabliert, einfach zu verstehen und wird insbesondere Letztverbrauchern mit einer geringen Benutzungsstundenzahl gerecht.

Bei den kapazitäts- oder leistungsbezogenen Komponenten ist die bisherige Bepreisung der individuellen Jahreshöchstlast kritisch zu bewerten. Der Leistungspreis verursacht ein Hemmnis bezüglich flexiblem Lastverhalten, das im Laufe eines Kalenderjahres sogar noch zunimmt, da sich Mehrkosten immer schwieriger amortisieren. Hinzu kommt, dass die Gleichzeitigkeitsfunktion (g-Funktion) als Bemessungsvorschrift für den Leistungspreis immer weniger geeignet zu sein scheint. Die Annahme, über eine Gleichzeitigkeitsfunktion die Wahrscheinlichkeit eines Beitrages des Netznutzers zur (als Kostentreiber vermutete) Jahreshöchstlast abzubilden, trägt nicht mehr. Aktuelle Untersuchungen[1] zeigen, dass die g-Funktion mit Knickpunkt den Zusammenhang von Benutzungsdauer und Gleichzeitigkeitsgrad nur marginal besser abbildet als eine Gerade. Angesichts der zunehmenden Bedeutung von Flexibilität soll und wird die Variabilität von Lastgängen weiter zunehmen, sodass der Zusammenhang insbesondere im Bereich niedriger Benutzungsstunden weiter abnehmen wird. Ein konstanter Leistungspreis ist aber von einem Kapazitätspreis im Grunde nur noch durch das Ausmaß/Umfang seiner flexibilitätshemmenden Wirkung zu unterscheiden. Zudem ist das heutige Modell komplex und trägt immer häufiger zu der Anomalie bei, dass Netzentgelte niedriger Spannungsebenen günstiger sind, als die der vorgelagerten Ebenen, was energiewirtschaftlich nicht begründbare Wechsel der Netzebenen anreizt. Diese Einschätzungen wird von einer Mehrheit der Stellungnehmenden zum Diskussionspapier geteilt.

Daher schlägt die Bundesnetzagentur vor, die leistungsbezogene Entgeltkomponente hin zu einer **Kapazitätskomponente** zu modifizieren:

Das allen entnahmeabhängigen und insbesondere den leistungsbezogenen Entgeltkomponenten inhärente Flexibilitätshemmnis soll abgeschwächt werden. Dazu sollen Überschreitungen der *gewählten* Kapazität zugelassen werden. Sie sollen aber nicht so bepreist werden, dass Leistungsspitzen prohibitiv hohe Mehrkosten auslösen.

Die kapazitätsbezogene Komponente bezieht sich weder auf eine vertraglich gebuchte Kapazität nach dem Vorbild der Gasnetzentgelte noch auf die technische Netzanschlusskapazität, sondern auf eine **jährlich** in hohem Maße frei wählbare Kapazität. Die Bindung der Kapazitätsbestellung an ein Jahr ist kein zwingender Bestandteil der Überlegungen der Beschlusskammer. Allerdings ist ein solcher Zeitraum angesichts der jährlichen Kalkulation der Netzentgelte naheliegend.

Überschreitungen der gewählten Kapazität sind dabei zumindest bis zur Höhe der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität jederzeit möglich. Der Netznutzer entrichtet ein niedrigeres Arbeitsentgelt (AP1), solange sich seine Strombezugskurve innerhalb seiner Kapazitätsbestellung bewegt. Wenn die Bezugsleistung des Netznutzers die bestellte Kapazität jedoch übersteigt, bezahlt der Netznutzer für die Mengen, die oberhalb der bestellten Kapazität bezogen werden, einen höheren Arbeitspreis (AP2).

Zur Vermeidung von Missverständnissen sei klargestellt: Der höhere Arbeitspreis soll nicht die Überschreitung der gewählten Kapazität im Einzelfall sanktionieren oder gar verhindern, sondern lediglich den Auswahlprozess seitens des Netznutzers rationalen Kriterien zuführen und zu einer realistischen, am voraussichtlichen Bedarf orientierten Kapazitätsbestimmung anreizen.

Der höhere Arbeitspreis 2 darf auch nicht mit einem dynamischen Arbeitspreis verwechselt werden. Der AP2 hat nicht das Ziel, ein bestimmtes Verhalten anzureizen oder davon abzuhalten; er

[1] Future network tariff structure for medium and high voltage power grid usage in the context of the energy market transition (Consentec, 2025)

ist auch (noch) nicht an der in der jeweiligen Auslastungssituation des Netzes zu orientieren. Denn er ist als Teil der Finanzierungskomponenten und soll eine gesicherte Refinanzierung der Netzkosten ermöglichen, in dem er eine rationale und planbare Entscheidung des Netznutzers über die von ihm gewählte Kapazität herbeiführt. Eine Überfrachtung mit weiteren Zielen würde die die Einführung dieses Modells erheblich verkomplizieren und um Jahre verzögern.

Für jeden Netznutzer ließe sich auf Basis der jeweiligen Preise und in Abhängigkeit vom individuellen Bezugsprofil (genaugenommen der individuellen Jahresdauerlinie) ein Optimum für die zu bestellende Kapazität ermitteln. Klar ist, dass diese Ausgestaltung als Bestellkapazität weder Aussagen zur erwarteten individuellen Jahreshöchstlast noch zur benötigten Netzanschlusskapazität liefert.

Durch diesen relativ einfachen Ansatz wird den Bedenken der Industrie Rechnung getragen, dass die Bemessung auf eine streng einzuhaltende vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität mit großem Vorlauf konjunkturelle Schwankungen nicht gut abbilden kann. Schon derzeit weicht die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität, die sich an Maximalauslastungsszenarien orientiert, von der tatsächlich jährlich in Anspruch genommenen Kapazität deutlich ab. Sich daher nicht an der im Netzanschlussvertrag vereinbarten Netzanschlusskapazität, sondern an einer vom Netznutzer gewählten Kapazität zu orientieren, vereinfacht die Ausgangslage: Es entsteht ein planbarer Ermittlungsaufwand. Allerdings wird das Thema ungenutzter, im Netzanschlussvertrag zugesicherter Netzanschlusskapazität damit jedenfalls nicht kurzfristig adressiert.

Wahrscheinlich könnte dieses Modell heutige Sondertatbestände wie Monat- und Tagesleistungspreise obsolet machen, da Netznutzer eigenständig die für sie optimale Kapazität buchen können. Dies gilt es quantitativ zu untersuchen.

Die genaue Parametrierung erfordert eine Abwägung zwischen den diskutierten Verteilungs- und inhärenten Anreizwirkungen. Der Kapazitätspreis und der Aufschlag auf den Kapazitätspreis müssen hoch genug sein, um unter Berücksichtigung individueller Optimierung einen vorgegebenen Erlösanteil abzudecken, gleichzeitig sollen größere Verteilungseffekte vermieden werden. Gleichwohl darf der AP2 nicht zu hoch sein, da Lastverschiebungen, die zu zusätzlichen Überschreitungen der gewählten Kapazität führen, sonst auch durch den AP2 zu stark eingeschränkt würden.

Regulatorisch stellt sich die Frage, welche Freiheitsgrade insofern den Netzbetreibern verbleiben sollen. Das vorstellbare Spektrum reicht von einer strikten Vorgabe der auf die jeweiligen Entgeltkomponenten entfallenden Erlösanteile durch die zuständigen Bundes- oder Landesregulierungsbehörden bis zu einer eher allgemeinen Vorgabe, die lediglich festlegt, dass solche Entgeltkomponenten zu bilden sind.

Die optimale Kapazität eines jeden Netznutzers ergäbe sich aus seiner Jahresdauerlinie und den Komponentenpreisen. Diese ließe sich ermitteln, wofür z.B. den Netznutzern durch die Netzbetreiber ein entsprechendes, möglichst einfaches Rechentool bereitgestellt werden könnte. Aufgabe der Netzbetreiber ist es, unter Beachtung der vorgegeben Erlösanteile, die Preise zu berechnen indem die Kapazitätsbestellung der Netznutzer antizipiert wird (heute wird die Jahreshöchstlast der Netznutzer antizipiert).

Fragen

- Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?
- Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?
- Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?

- Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?
- Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung dieses Modells sachgerechter?

2. Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

Bisher wird für Letztverbraucher in der Niederspannung ohne Leistungsmessung ein **Arbeitspreis und** in aller Regel ein **Grundpreis** pro Entnahmestelle erhoben. Der Arbeitspreis genießt ein hohes Maß an Akzeptanz und Verständlichkeit. Er setzt ein wichtiges Signal im Bezug auf Energieeffizienz in Haushalten – die Früchte einer Energieeinsparung oder einer Effizienzmaßnahme kommen dem Haushalt direkt zu Gute. Zudem ist er vorteilhaft für Verbraucher mit geringer rechnerischer Benutzungsdauer, was in der Niederspannung die Regel ist. Daher spricht vieles dafür, den Arbeitspreis beizubehalten. Nachteilig daran ist jedoch, dass ein hoher Arbeitspreis Anreize setzt, durch Eigenverbrauch die stark abrechnungsrelevante Arbeitspreisgröße zu mindern, obschon an der vollen Netzbereitstellung partizipiert wird. Dies führt zu der auch schon im Diskussionspapier aufgeworfen Thematik, dass Prosumer sich nicht adäquat an den Netzkosten beteiligen (Entsolidarisierung). Diese Kundengruppe weist in der Regel einen geringeren Strombezug aus dem Netz auf und spart dadurch Netzentgelte; sie verringert aber keineswegs die Netzkosten, da das Netz in gleicher Größe vorgehalten werden muss und der Prosumer-Haushalt sich wie alle anderen Nutzer auf die „Versicherungsleistung" Stromnetz verlässt. Die verbleibenden Kosten müssen daher von den sonstigen Netznutzern getragen werden. So zeigt eine Untersuchung von Consentec[2], dass sich zukünftig insbesondere dieser Effekt zu einem Treiber der regulären Niederspannungsnetzentgelte entwickeln wird. Im Gegensatz zu einigen Stellungnehmenden ist die Bundesnetzagentur davon überzeugt, dass eine kostenreflexive Entgeltsystematik nur erreicht wird, wenn im Vergleich zum Status quo eine faire Kostenbeteiligung der wachsenden Zahl an Prosumern erfolgt. Auch zeigt ein Überblick[3] über Netzentgelte in europäischen Ländern, dass dieser Problematik auch in anderen Ländern entweder über Kapazitätspreise oder spezielle Entgelte für Prosumer begegnet wird.

Auf der anderen Seite darf auch nicht aus dem Blick geraten, dass Prosumer sich zwar gegen Netzentgelte optimieren; sie leisten gleichzeitig aber auch einen Beitrag zum Aufbau der für die Energiewende notwendigen Erzeugungsinfrastrukturen. Prosumer können die Akzeptanz der Energiewende erhöhen; vor allem aber mobilisieren sie privates Kapital für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Zwar dürfen Netzentgelte gemäß Art. 18 Abs. 1 Satz 2 der Verordnung 2019/943 (StrombinnenmarktVo) keine Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen. Gleichzeitig gehört aber das Aussenden von Marktsignalen für einen höheren Anteil erneuerbarer Energiequellen sowie für Dekarbonisierung gemäß Art. 1 Satz 1 Buchstabe a) zu den Zielen der genannten Verordnung. Allerdings steht die – erwünschte – Mobilisation privaten Kapitals und damit die Optimierung gegenüber den Netzentgelten nur denjenigen Netznutzern zur Verfügung, die auch über ebensolches Kapital verfügen. Der Finanzierungsbeitrag von Prosumern ist daher in hohem Maße auch eine Verteilungsfrage.

[2] Consentec 2025: Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom im Auftrag des BDEW
[3] BET

Inklusive der im Diskussionspapier vorgeschlagenen Maßnahme sieht die Bundesnetzagentur folgende Optionen:

Höherer Grundpreis für Prosumer
Bei dieser Option müssten Letztverbraucher mit Erzeugungsanlage gezielt identifiziert und mit einem höheren Grundpreis belastet werden. Eine Identifikation könnte beispielsweise über das Marktstammdatenregister erfolgen. Dieser Vorschlag wurde in der Konsultation seitens einiger Stellungnehmenden bereits heftig mit dem Argument kritisiert, dass nicht die Zugehörigkeit zu einer Gruppe mit bestimmten Eigenschaften, sondern das Verhalten von Netznutzern bepreist werden sollte. Dem kann entgegengehalten werden, dass mit dem Betrieb einer Erzeugungsanlage nun einmal ein typisches Verhalten einhergeht.

Die generelle Wirkungsweise einer Grundpreiserhöhung ist die, dass Arbeitspreise reduziert werden, da mehr Netzkosten nutzungsunabhängig finanziert werden. Würden die Grundpreise für alle Letztverbraucher erhöht, müssten insbesondere Kleinstverbraucher mehr bezahlen. Erhöht man stattdessen den Grundpreis lediglich für Prosumer, steigt der Anteil der Netzkosten, der über die Grundpreiskomponente abgedeckt wird. So werden reine Verbraucher, insbesondere Kleinstverbraucher nicht zusätzlich belastet. Der Kostenanteil, der über Arbeitspreise zu decken ist, sinkt sogar. Zugleich würde die Erhöhung des Grundpreises für Prosumer, insbesondere Prosumer mit niedrigem Verbrauch stärker an der Finanzierung der Netz-kosten beteiligen.

Nicht verschwiegen werden soll allerdings auch, dass ein hoher Anteil der Netzentgeltfinanzierung über eine Grundpreiskomponente besonders großen Prosumern sogar noch Vorteile gegenüber dem heutigen Netzentgeltsystem bringen kann. Denn wie jedes Entgeltsystem mit hohen Fixkomponenten bevorzugt ein solcher Ansatz die Akteure mit hohem Energieverbrauch, der sich durch die Kombination einer hinreichend dimensionierten Erzeugungsanlage mit Energiewendetechnologien wie Wärmepumpen, Elektro-Fahrzeugen und Speichern ergeben kann. Gleichzeitig gilt auch für diese Konstellationen, dass sie einen energiewirtschaftlichen Beitrag zur Erreichung der Co2-Ziele leisten.

Saisonaler Arbeitspreis
Eine alternative Herangehensweise wäre es, tatsächlich am Verbrauchsverhalten anzusetzen und den Arbeitspreis saisonal zu differenzieren – ein niedriger Arbeitspreis im Sommer und ein höherer im Winter. Aufgrund des geringeren Ertrags der für Prosumer typischen PV-Anlage im Winter würden Prosumer einen stärkeren Finanzierungsbeitrag leisten und im Sommer weniger von den nicht aus dem Netz bezogenen Mengen profitieren. Allerdings haben erste quantitative Analysen gezeigt, dass hierbei für Prosumer nur geringe zusätzliche Finanzierungsbeiträge zu erzielen sind, wenn nur eine moderate Spreizung gewählt würde und auch im Winterhalbjahr Eigenverbrauchsvorteile erzielt werden könnten. Darüber hinaus würde die Komplexität im Rahmen der Abrechnung gesteigert und das Heizen mit Strom zusätzlich belastet, was die Sektorenkopplung erschweren würde. Auch könnten Geschäftsmodelle, die darauf basieren, den Kunden seitens des Stromlieferanten einen all inclusive Vertrag mit einem einheitlichen Entgelt anzubieten, erschwert werden. Auch die Entlastung über §14a EnWG für Wärmestrom muss weiter analysiert werden. Darüber hinaus könnte es zu zusätzlichen operativen Aufwänden für die Netzbetreiber kommen, wenn für die Zuteilung der Verbrauchsmengen in die jeweilige Saison zusätzliche Zählerstandsablesungen notwendig werden.

Kapazitätspreis für alle Kunden in der Niederspannung
Eine weitere Option wäre es, das skizzierte Modell für die höheren Spannungsebenen auch für alle Kunden in der Niederspannungsebene anzuwenden. Für nicht lastganggemessene Kunden könnte eine eigene Kategorie mit einer vorgegeben Kapazitätsbestellung geschaffen werden. Erfolgt ein Teil der Netzfinanzierung über kapazitätsbasierte Komponenten, kann eine Mengenreduktion

durch Eigenverbrauch nicht den zu leistenden Beitrag verringern. Aufgrund der hohen Durchmischung des Verbrauchs in der Niederspannung, stellt sich allerdings die Frage, ob ein Kapazitätspreis gerechtfertigt ist und welche Anreize damit einhergehen. Insbesondere steuerbare Verbraucher (§14a-Anlagen) stellen ein großes Flexibilitätspotenzial dar, das für den Strommarkt erschlossen werden sollte. Zu bewerten ist, ob diese Verbraucher sensibel auf eine Kapazitätsbepreisung reagieren mit der Folge, dass gewünschte Reaktionen auf Strompreise gemindert werden, obwohl diese in den meisten Situationen für das Netz unproblematisch wären.

Wenn sich die Bundesnetzagentur bei der finalen Abwägung der Vor- und Nachteile für die Option entscheiden sollte, den **Grundpreis für Prosumer** zu **erhöhen,** sollte dies allerdings so erfolgen, dass insgesamt über alle Nutzergruppen der Erlösanteil des Grundpreises gleichbleibt. Dies schafft eine stärkere Beteiligung von Prosumern verschiedener Größenordnung und vermeidet die Nachteile, neue Hemmnisse für flexibles Verhalten oder die Sektorenkopplung zu schaffen. Unabhängig von der schlussendlichen Auswahl des Modells, ist darauf zu achten, dass sich der Umsetzungsaufwand in Grenzen hält.

Darüber hinaus beobachtet die Bundesnetzagentur eine erhebliche Bandbreite der Ausgestaltung des Verhältnisses von Grund- und Arbeitspreis je nach Netzbetreiber. Gleichzeitig liegt der Bundesnetzagentur nur eine angesichts der Zahl der Betroffenen sehr geringe Zahl von Beschwerden vor, welche die Angemessenheit des Verhältnisses von Grund- und Arbeitspreis bei einzelnen Verteilnetzbetreibern in Zweifel ziehen. Daher stellt sich die Frage, ob die heutige Gestaltungsfreiheit der VNB in dieser Frage beibehalten werden soll, oder ob hier regulatorische Vorgaben in welchem Konkretisierungsgrad auch immer geschaffen werden sollen. Zwar sind die Gründe für die erhebliche Bandbreite wenig nachvollziehbar; allerdings haben konkretisierende Vorgaben zwangsläufig eine Gewinner-/Verlierer-Diskussion zu Folge.

Fragen

- Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?
- Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?
- Wäre eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?
- Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?
- Soll der Verteilnetzbetreiber das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis abgesehen von generellen, aber unbestimmten Anforderungen der Angemessenheit und der Diskriminierungsfreiheit frei bestimmen dürfen?

5. Anreizfunktion

Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion zielen darauf, dass Netznutzer die Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf die Netzkosten mitberücksichtigen. Gelingt diese Internalisierung von Kostenwirkungen, steigert dies die Kostenreflexivität der Entgeltsystematik und damit die Kosteneffizienz. Wie schon im Diskussionspapier dargestellt, ist dabei eine exakte Zuordnung der Entscheidungen der Netznutzer auf die Kostenwirkungen kaum möglich. Eine hinreichende Annäherung ist jedoch nötig, da ansonsten die gewollten Anreize auch in Fehlanreize umschlagen können. Hierbei ist zunächst nach der Art der Entscheidungen zu differenzieren, auf die sich Anreize beziehen können: Nutzungsverhalten und Investitionsentscheidungen.

Grundsätzlich zielt die Einführung von Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion explizit darauf ab, über die Deckung der Netzkosten durch Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion

hinaus, Verhaltensänderungen im Sinne des Netzes anzureizen. Es muss bei jedem Anreiz, der potenziell gesetzt werden kann, zuvor analysiert werden, ob die Netzentgelte hierfür das richtige Instrument sind. So kann es z.B. auch andere Instrumente für bestimmte Anreizzwecke geben – wenn diese als insgesamt geeigneter angesehen werden, sollten Netzentgelte nicht zusätzlich auf dieselbe Aufgabe angesetzt werden (Prinzip „ein Instrument für eine Aufgabe"). Oder es kann zwar grundsätzlich erkannt werden, dass Netzentgelte ein gut geeignetes Instrument für einen bestimmten Zweck sind, dass aber bei bestimmten Nutzergruppen das Verhältnis von Nutzenpotenzial und Nachteilen (Aufwand, Verteilungswirkungen etc.) dauerhaft oder zumindest anfangs zu ungünstig ist, um eine Einführung zu rechtfertigen.

1. Anreize für das Nutzungsverhalten

Die Notwendigkeit, dass Netzentgelte Anreize für ein netzschonendes oder netzdienliches Verhalten setzen, ist angesichts der steigenden angefragten Netzanschlusskapazitäten und des geänderten Nutzungsverhaltens von zentraler Bedeutung für das Gelingen der Energiewende und die Netzstabilität. Kapazitätsbasierte Entgelte setzen wohl gewisse Anreize, die individuelle Nutzung der bestehenden Netzanschlusskapazität zu reduzieren Bei rationalem Verhalten der Beteiligten und einer guten Parametrierung kann das zu zusätzlichen Erkenntnissen des Netzbetreibers hinsichtlich der tatsächlich benötigten Kapazität führen, die wiederum in verringertem Netzausbau oder in höheren Anschlusszahlen münden können.

Diese Wirkung von Kapazitätspreisen in Form einer statischen Komponente für die sichere Finanzierung der Netzkosten genügt nicht, um große Kostenblöcke wie den des Engpassmanagements in Preissignale zu internalisieren. Diese können zielgenau nur durch eine dynamische Entgeltkomponente reflektiert werden, die sich auf das Strombezugsverhalten auswirkt. Dynamische Arbeitspreise scheinen hierfür die geeignetere Komponente zu sein, da sich Anreizwirkungen präziser einstellen lassen als bei statischen Leistungs- oder Kapazitätspreisen. Diese Anreize können zum einen auf kurzfristig variable Netzkosten wie die Netzverlustkosten und die Engpassmanagementkosten abzielen. Gleichzeitig können sie auch auf langfristige Netzausbaukosten abzielen, die vom kollektiven Verhalten der Netznutzer getrieben werden. In den Grundzügen wäre folgender Ausgestaltungsvorschlag für das Zielmodell vorstellbar:

Um Engpässen mittels finanzieller Anreize für engpassentlastende Verhaltensänderungen zu begegnen, sollte die dynamische Arbeitspreiskomponente symmetrisch und vorzeichengerecht ausgestaltet werden. In Abhängigkeit der Einsatzentscheidung und Position zum Engpass würde ein Netzentgelt zusätzlich vom Netznutzer erhoben oder ausgezahlt und zwar dort und dann – und auch nur dort und dann – wenn eine Engpasssituation droht. Dabei stellt sich die Frage, ob für den einzelnen Netznutzer nach Verrechnung des dynamischen Arbeitspreises mit den übrigen Netzentgeltkomponenten auch Nettoauszahlungen möglich sein sollen. Die Preisbildung würde nicht zwangsläufig anhand der Eigentumsgrenzen des Netzes, sondern für Netzbereiche erfolgen. In engpassfreien Netz(-bereich)en entfällt die dynamische Arbeitspreiskomponente. Gleichwohl wird im geplanten Sachstandspapier zum dynamischen Arbeitspreis die Frage diskutiert, wie Netznutzer dieser Netzbereiche ohne eigenes Signal auf Signale aus der vorgelagerten Netzebene reagieren können.

Um die hochgradig volatile Belastungs- und Engpasssituation im Netz abzubilden, müsste eine dynamische Arbeitspreiskomponente zudem zeitlich sowie örtlich granular ausgestaltet sein (Day-Ahead, engpassscharf). Die Anwendung sollte für alle Netznutzer innerhalb der Netznutzergruppen, für die das dynamische Entgelt angewandt werden soll, verpflichtend sein, um zu vermeiden, dass sich nur solche Netznutzer für die Teilnahme entscheiden, die keine Verhaltensänderung vornehmen müssen und entsprechend profitieren. Schließlich wären Preissignale (ggfs. gegenläufig) aus unterschiedlichen Netzebenen übereinander zu legen, um Ebenen übergreifend das richtige Signal zu setzen.

Zum jetzigen Zeitpunkt scheint bestenfalls eine schrittweise Ausgestaltung als Top-down-Prozess beginnend in der Höchstspannung und beginnend mit hoch flexiblen Nutzergruppen am ehesten vorstellbar – und dies unabhängig von der weiterhin benötigten vertikalen Kostenwälzung für Entgelte mit Finanzierungsfunktion.

Die skizzierten Ausgestaltungsmerkmale stellen hohe Anforderungen an alle Beteiligten. Die signalgebenden Netzbetreiber müssen in der Lage sein, örtlich differenzierte Prognosen über Belastungen und Engpässe zu erstellen und in räumlich und zeitlich differenzierte Preise umzusetzen. Denkbar wäre in den Netzebenen 1-3 zu beginnen, da davon auszugehen ist, dass VNB mindestens bis in die Hochspannungsebene ohnehin schon benötigte Prognosen erstellen. Auf Seiten der Empfänger des Netzsignals ist eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem (iMSys) Voraussetzung. Darüber hinaus ist zu beachten, dass dynamische Arbeitspreise bei eher unflexiblen Netznutzern zu systematischen Mehrbelastungen führen können. Dieser Effekt kann in der Sache richtig sein; denn die mangelnde Flexibilität dürfte im Regelfall zu einem Fortbestand hoher Engpassmanagementkosten beitragen. Allerdings könnte eine verpflichtende dynamische Anreizkomponente zu nennenswerten Verteilungseffekten führen, die es zu bedenken gilt. Auch derartige Fragen sind in das Aufwand-Nutzen-Verhältnis einzubeziehen, das bei der Beurteilung eine Rolle spielt, für welche Nutzergruppen überhaupt Anreize durch dynamische Arbeitspreise gesetzt werden sollen. In Bezug auf Potenzial und Preissensitivität des Flexibilitätseinsatzes unterscheiden sich die Nutzergruppen. So hat die Konsultation gezeigt, dass insbesondere bei Batteriespeichern ein großes preissensibles Potenzial gesehen wird – bei Teilen der Industrie wurde hingegen vor zu großen kurzfristigen Erwartungen gewarnt. Bei der Nutzergruppe der dargebotsabhängigen Einspeiser dürften sich größere Verteilungseffekte einstellen. Entlang der zuvor genannten Gründe von Preissensitivität und Verfügbarkeit der Daten zu Netzzuständen spricht vieles für eine gestaffelte Einführung dynamischer Entgelte. Zum Start bieten sich daher gerade Stand alone-Speicher in oberen Spannungsebenen an. Anschließend gilt es zu überprüfen, ob und auf welche anderen Nutzergruppen und Spannungsebenen das Modell übertragen werden kann.

Grundsätzlich wäre es sinnvoll, dass auch Netznutzer in unteren Spannungsebenen die Preissignale sehen und darauf reagieren können, auch wenn die Anschlussnetzbetreiber kein eigenes Preissignal erstellen. Dies zielt insbesondere auf die Frage nach der Einbeziehung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (§14a-Kunden) ab. Diese bieten an sich die Voraussetzungen für dynamische Netzentgelte, allerdings müssten dann auch Niederspannungsnetzbetreiber zumindest in der Lage sein, die dynamischen Arbeitspreise der vorgelagerten Ebene durchzureichen und auf die eigenen statisch zeitvariablen Arbeitspreise der eigenen Spannungsebene zu addieren.

Es ist zu beachten, dass Anreize für Nutzungsentscheidungen immer auch Anreize für Investitionsentscheidungen vermitteln können, soweit Netznutzer bei diesen Entscheidungen in der Lage sind, die Anreize zumindest näherungsweise zu antizipieren.

Daher stellt sich auch die Frage, ob angesichts einer absehbar langen Übergangsphase bis zur Einführung volldynamischer Netzentgelte zusätzlich zur schrittweisen Einführung für einzelne Nutzergruppen auch ein eher grob strukturiertes Übergangsmodell wie beispielsweise in den Niederlanden[4] praktiziert eingeführt werden soll.

Wie eingangs erwähnt, sind die Überlegungen der Beschlusskammer zu den dynamischen Netzentgelten noch nicht abgeschlossen. Angesichts der Vielschichtigkeit der zu klärenden Fragen und

[4] Präsentation ACM im Rahmen des Auftaktworkshops AgNes am 02. und 03. Juni 2025 in Bonn, Folie 7.

der gleichzeitig hohen Erwartungshaltung hinsichtlich dieser Entgeltkomponente, stellt die Beschlusskammer gleichwohl schon jetzt einige Fragen, die sich in diesem Zusammenhang aufdrängen.

Fragen

- Ist es zutreffend, dass in engpassbelasteten Netz(-bereichen) in den Netzebenen 1-3 die Voraussetzungen zur Engpassprognose gegeben sind?
- Wie sieht es in der Ebene 4 (HS/MS) aus?
- Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?
- Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?
- Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?
- Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?
- Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher? Was ist dabei zu beachten?
- Wie soll mit §14a-Modul 3 verfahren werden?

2. Anreize für Investitionsentscheidungen

Bei der Errichtung oder Erweiterung von Netzanschlüssen für Netznutzer können im Anschlussnetz des Anschlusspunkts oder im vorgelagerten Netz Ausbaumaßnahmen erforderlich sein, deren Dimensionierung unmittelbar von den Entscheidungen der Netznutzer über Ort, Netzebene und Netzanschlusskapazität (NAK) des Anschlusspunkts abhängt. Solche Maßnahmen können beispielsweise die Kapazität von Umspannanlagen betreffen, die unmittelbar für die Belieferung eines Netznutzers bzw. den Abtransport von eingespeister Energie benötigt wird. Die hiermit verbundenen Kosten fallen unabhängig davon an, wie die anzuschließenden Einrichtungen der Netznutzer eingesetzt werden. Sie betreffen somit allein die Investitionsentscheidungen. Um diese Kostenwirkungen bei den Entscheidungen der Netznutzer zu internalisieren, kommen vor allem kapazitätsabhängige Entgeltkomponenten in Frage.

Darüber hinaus können auch auf überlagerter Netzebene Ausbaumaßnahmen davon geprägt sein, wo und mit welcher Kapazität ein Netzanschluss erfolgt, wenn eine hinreichende Gleichzeitigkeit des zu erwartenden Verhaltens des Anschlussnehmers zu erwarten ist.

Die direkteste Möglichkeit, Kostenwirkungen im Zusammenhang mit Netzanschlüssen zu reflektieren, bietet der Baukostenzuschuss (BKZ). Baukostenzuschüsse sind primär ein Instrument, um eine unnötig hohe Nachfrage nach Anschlusskapazität zu dämpfen, indem tatsächliche oder pauschalierte Ausbaukosten in angemessenem Umfang in einen Preis für den Netzanschluss internalisiert werden. Darüber hinaus könnte über BKZ auch die Wahl des Anschlussortes beeinflusst werden, indem Anreize gesetzt werden, überlastete Anschlusspunkte und solche, die besonders hohe Ausbaumaßnahmen erfordern würden, zu meiden.

Um einen zielgerechten Anreiz über BKZ zu vermitteln, kann eine solche Entgeltkomponente theoretisch nach den tatsächlich im Einzelfall auftretenden Kostenwirkungen bemessen werden. Hierbei kann nach Ort, Netzebene und NAK differenziert werden. Aufgrund der typischen Stufigkeit des Netzausbaus entstünde jedoch eine Abhängigkeit von der Reihenfolge der Anschlussvorgänge. Um dem zu begegnen, ist eine gewisse Pauschalierung bei der Bemessung des BKZ erforderlich.

Darüber hinaus hätte eine strikt an entstehenden Kosten orientierte Bemessung eines Baukostenzuschusses einen immensen Ermittlungsaufwand zur Folge, der wiederum über die Netzentgelte finanziert oder in den Baukostenzuschuss integriert werden müsste. Zusätzlich müssten bundesweit standardisierte Vorgaben zur Berechnung festgelegt werden. Die Bundesnetzagentur hat diese Thematik im Jahre 2008 durch ein Positionspapier der BK6 vereinfacht, indem sie die Erhebung von Baukostenzuschüssen, die sich an Jahresleistungspreisen orientieren für angemessen erklärt hat. Mit dem Wegfall von Leistungspreisen und der Einführung von Kapazitätspreisen ist zu prüfen, ob dieser Ansatz entsprechend fortgeführt werden kann oder modifiziert werden sollte.

Die Erhebung von Baukostenzuschüssen ist heute den Netzbetreibern freigestellt. Zu prüfen wäre eine angesichts des Mangels an Netzanschlusskapazität und der hohen Kosten des Netzausbaus naheliegende verpflichtende Erhebung von Baukostenzuschüssen.

Inwieweit darüber hinaus eine wirksame Standortsteuerung mittels BKZ möglich und sinnvoll ist, muss diskutiert werden. Die Bundesnetzagentur hat dies in ihrem Positionspapier der BK8 vom November 2024 für Entnahme-Anschlüsse auf Übertragungsnetzebene grundsätzlich bejaht. Allerdings wurden Zweifel hinsichtlich der Übertragbarkeit auf die Verteilnetzebene geäußert. Lokale Engpässe sind schnell veränderlich, zur Vermeidung dieser sind BKZ daher als Steuerungsinstrument nur bedingt geeignet; sie verlangen auch eine sehr hohe Prognose- und Planungsfähigkeit der Netzbetreiber und sie verlangen eine differenzierte Preisgestaltung innerhalb eines Netzgebiets. Darüber hinaus können Allokationssignale, die für die Engpass- und Ausbauperspektive in einem Verteilnetz sinnvoll sein mögen, womöglich für die vorgelagerte Netzebene kontraindiziert sein. Räumlich differenzierte BKZ wären daher zwischen den berührten Netzebenen sehr sorgfältig abzustimmen und sie verlangen eine hohe Begründungskompetenz des erhebenden Netzbetreibers.

Zu beachten ist, dass BKZ nicht nur Anreize setzen, sondern auch in gewissem Maße zur Finanzierung des Netzes beitragen können und sollen.

Sollte die Bundesnetzagentur im weiteren Verlauf des AgNes-Prozesses zu der Einschätzung gelangen, dass eine Erhebung von Baukostenzuschüssen auch für Einspeiser erfolgen solle, würden die vorstehenden Erwägungen entsprechend zu übertragen und gegebenenfalls zu ergänzen sein.

Fragen

- Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?
- Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?
- Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?
- Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?