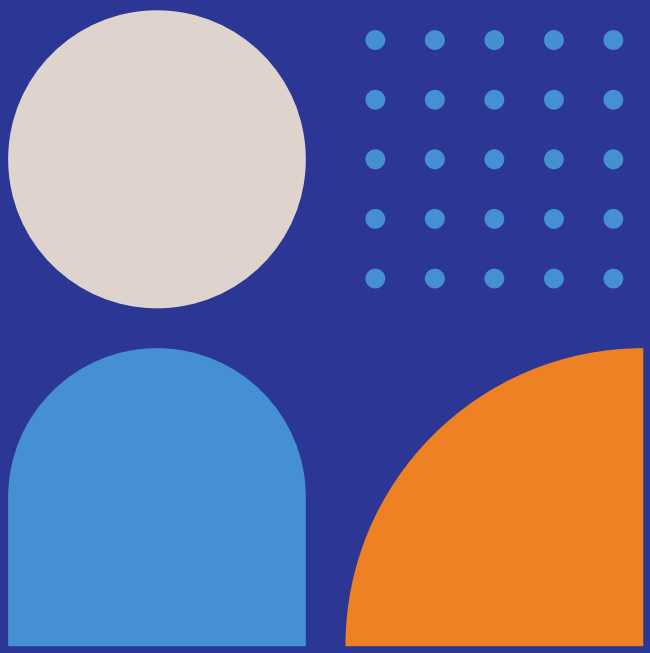
Netze BW

Stellungnahme zum Sachstandspapier Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA

Stuttgart, 16.01.2026



Ein Unternehmen der EnBW

Stellungnahme der Netze BW
zum Sachstandspapier Netzentgeltkomponenten:
Orientierungspunkte der BNetzA

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Zusammenfassung 1

2 Anreiz- und Finanzierungsfunktion 3

3 Finanzierungsfunktion 4

4 Anreizfunktion 12

Stellungnahme der Netze BW
zum Sachstandspapier Netzentgeltkomponenten:
Orientierungspunkte der BNetzA

1 Einleitung und Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur hat am 20. November 2025 ein Sachstandspapier veröffentlicht, in dem sie Orientierungspunkte für die Ausgestaltung der zukünftigen Netzentgeltsystematik Strom im Rahmen des AgNes-Prozesses darlegt. Mit dem vorliegenden Papier verdichtet die Regulierungsbehörde den bisherigen Gestaltungsraum und verdeutlicht ihre Präferenzen, die sich auf Basis des vorangegangenen Konsultationsverfahrens sowie der im Juni durchgeführten Branchenworkshops herausgebildet haben, anhand konkreter Vorschläge. Dabei greift sie die in den Stellungnahmen vielfach erhobene Forderung nach einer konzeptionellen Trennung von Finanzierungs- und Anreizfunktion auf. Ziel ist es, einerseits eine verlässliche Refinanzierung der Netzkosten über möglichst planbare Einnahmen sicherzustellen und andererseits wirksame Anreize für ein system- und netzdienliches Verhalten zu setzen, um eine Senkung der Gesamtkosten zu erreichen.

Im Rahmen der Finanzierungsfunktion schlägt die Bundesnetzagentur eine Kombination aus Kapazitätspreis und zweistufigem Arbeitspreis für Kunden ab der Umspannebene MS/NS sowie für Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh vor. Diese Letztverbraucher sollen künftig jährlich eine Kapazität bestellen, die mit einem Kapazitätsentgelt bepreist wird. Für Bezugsmengen unterhalb der bestellten Kapazität soll dann ein geringerer Arbeitspreis als für Bezugsmengen oberhalb der bestellten Kapazität gelten. Für Kunden in der Niederspannung, die einen geringeren Jahresverbrauch aufweisen, soll weiterhin die Logik aus Grund- und Arbeitspreis Anwendung finden. Auch Prosumer sollen künftig stärker an den Kosten beteiligt werden, beispielsweise über einen erhöhten Grundpreis oder einen saisonalen Arbeitspreis. Hinsichtlich einer Entgeltkomponente mit Anreizfunktion tendiert die Behörde zur Einführung eines dynamischen Arbeitspreises. Darüber hinaus soll es weiterhin Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb sowie anlassbezogene Entgelte wie etwa Baukostenzuschüsse geben. Zunächst sollen ausschließlich Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion implementiert werden. Die Einführung von Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion ist erst zu einem späteren Zeitpunkt vorgesehen.

Nicht Gegenstand des Sachstandspapiers sind Überlegungen zur Beteiligung von Einspeisern und Speichern.

Zum vorliegenden Sachstandspapier kann bis zum 16.01.2026 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr. Die Bundesnetzagentur hat in dem Expertenaustausch am 19. Dezember die Frist für das Grundmodell in der Niederspannung auf den 30.01.2026 ausgedehnt. Die Netze BW behält sich daher vor, im weiteren Prozess zu den Fragestellungen zum Grundmodell für die Niederspannung nochmals Ergänzungen zur aktuellen Stellungnahme vorzunehmen.

Zusammenfassung der zentralen Punkte der Netze BW

- Eine Neuausrichtung der Netzentgeltsystematik ist notwendig und ausdrücklich erwünscht. Sachlich gut begründete und zielgerichtete Anpassungen sollten daher vorgenommen werden. Eine unbegründete Verhaftung im Status quo ist aus Sicht von Netze BW nicht zielführend.

- Netze BW befürwortet eine stärkere Kapazitätsbepreisung in allen Ebenen, einschließlich der Niederspannung. Eine Abgrenzung von Niederspannungskunden auf Basis der Bezugsmengen hält Netze BW für nicht sachgerecht. Nach unserer Einschätzung sollte das von der Behörde vorgeschlagene Modell aus Kapazitäts- und Arbeitspreis mittel-/langfristig auf alle Letztverbraucher, die gemäß § 29 Abs. 1 MsbG dazu verpflichtet sind, ein intelligentes Messsystem zu verbauen, ausgeweitet werden. Für alle übrigen Kunden kann die bestehende Abrechnungslogik aus Grund- und Arbeitspreis beibehalten werden.

- Nach Einschätzung von Netze BW sollte der Großteil der Erlöse über die Kapazitätskomponente realisiert werden. Dies gilt auch für den Fall, dass eine zusätzliche Grundpreiskomponente eingeführt werden sollte.

- Netze BW spricht sich für die Überführung von Prosumern in eine Kapazitätsbepreisung aus. Dadurch werden Anreize zur Nutzung von Flexibilitätspotenzialen gesetzt und das Gesamtsystem entlastet. Gleichwohl erkennen wir an, dass sich über einen erhöhten Grundpreis für Prosumer im Vergleich zum Status quo eine höhere Kostenbeteiligung erreichen ließe und dessen Umsetzung einfacher wäre als die Einführung eines Kapazitätspreises.

- Nach unserer Einschätzung stellen bundeseinheitliche Entgelte eine zielführende und langfristig überlegene Lösung dar. Damit würden sich auch Fragen der unterschiedlichen Ausgestaltungen und Netzentgelthöhen erübrigen und die zunehmende Verlagerung von Netzkosten (über die EE-Mehrkostenwälzung) in einen kWh-basierten Umlagemechanismus beendet. Wir bedauern, dass bisher keine umfassende Prüfung dieser Option vorgenommen wurde. Dies sollte im weiteren Prozess zwingend erfolgen.

- Nach Auffassung von Netze BW sollte es infolge der Abschaffung der Sonderregelung nach § 19 Abs. 3 StromNEV auch zu einer Zusammenfassung der Netz- und Umspannebenen kommen. Dies trägt zur Vermeidung von Tarifanomalien bei.

- Angesichts der hohen Komplexität ist ein evolutionäres Vorgehen mit einer angemessenen Einführungsphase erforderlich. Insbesondere die Gestaltung der Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollte so erfolgen, dass Erfahrungen, neue Erkenntnisse und technologische Entwicklungen bei der Ausgestaltung berücksichtigt und entsprechende Anpassungen vorgenommen werden können. Vor diesem Hintergrund hätte eine eigenständige und anpassungsfähige Methodenfestlegung „Dynamisierung“ durchaus Vorteile.

- Im Hinblick auf die Anreizfunktion beschränkt sich der BNetzA-Vorschlag allein auf die beabsichtigte Beseitigung von Engpasssituationen. Dies stellt prinzipiell nur ein Aspekt der möglichen Anreizsetzung in den Vordergrund. Vielmehr sollte der Fokus einer Entgeltreform, unter Berücksichtigung des Aufwands, auf eine grundsätzliche Optimierung der Netzbelastung gelegt werden, um ein Netzentgeltmodell zu entwickeln, das Jahrzehnte überdauern kann. Dies gelingt insbesondere durch eine Weiterentwicklung und Öffnung des heutigen § 14a Modul 3.

- Nach Ansicht der Netze BW besteht bei der vorgeschlagenen dynamisierten Entgeltkomponente die große Herausforderung, dem Engpasssignal bzw. der dynamischen Komponente ein wirkungsvolles Preisschild zu geben, um ein entsprechendes Verhalten der Kunden zu bewirken. Darüber hinaus sind die enormen IT-seitigen Herausforderungen im Hinblick auf die Marktkommunikation und insbesondere die nachgelagerten Prozesse wie die operative Abwicklung und Abrechnung im Vorfeld akribisch zu erörtern. Dies beinhaltet auch Fragestellungen rund um die Qualität und das Vorhandensein von Messwerten inkl. Ersatzwertbildung. Dies wird eine ausreichende Umsetzungszeit verlangen, insbesondere mit Blick auf die beabsichtigte Anwendung auch in den unteren Spannungsebenen. Zudem regen wir dringend dazu an, den damit verbundenen Aufwand mit dem erwarteten Nutzen abzugleichen.

- Netze BW kritisiert zudem die fehlende Auseinandersetzung im Hinblick auf das skizzierte Zielmodell und die regionale Verteilung von Engpässen und darauf, wie etwaige Preissignale zwischen den unterschiedlichen Spannungsebenen wirken, insbesondere hinsichtlich der Übertragungsnetzebene und der Verteilnetzebene.

- Die Auswirkungen und Belastungen aus einer dynamisierten Netzentgeltkomponente für die unterschiedlichen Regionen in Deutschland sollten transparent und nachvollziehbar durch die Bundesnetzagentur im Vorfeld abgeschätzt und veröffentlicht werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Komponente verpflichtend für alle Verbraucher eingeführt werden soll.

2 Anreiz- und Finanzierungsfunktion

Im vorliegenden Sachstandspapier nimmt die Behörde eine konzeptionelle Trennung zwischen Anreiz- und Finanzierungsfunktion vor. Netzentgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion sollen der Refinanzierung der Netzkosten über möglichst stabile und planbare Einnahmen dienen, während Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion darauf abzielen, system- und netzdienliches Verhalten zu fördern, indem sie Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Netznutzer gezielt beeinflussen. Im Grundsatz begrüßt Netze BW die Trennung dieser beiden Funktionen. Dies ermöglicht es, zunächst getrennt nach Lösungsmöglichkeiten für die jeweilige Funktion zu suchen. Allerdings ist eine trennscharfe Abgrenzung in der Praxis unserer Einschätzung nach nur schwer umsetzbar. Zudem geht mit jeglicher Entgeltkomponente eine Anreizwirkung einher, die abgewogen werden muss.

Darüber hinaus möchten wir anmerken, dass die Fokussierung auf Anreiz- und Finanzierungsfunktion eine deutliche Einschränkung der Zieldimensionen im Vergleich zu den im Diskussionspapier vom 12. Mai 2025 definierten Bewertungskriterien darstellt. Insbesondere ist bei der Bewertung der Finanzierungsfunktion eine sorgfältige Trennung von Anreiz- und Verteilungswirkung erforderlich. Dies geschieht nach Einschätzung von Netze BW derzeit nur unzureichend. Vielmehr erscheint es so, als ob sich die Bundesnetzagentur bereits im Vorfeld maßgeblich von Verteilungswirkungen leiten lässt. Allerdings erscheint es in der Reihenfolge der Überlegungen angezeigt, dass zunächst eine Entgeltstruktur identifiziert wird, die die Finanzierungswirkung, unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Kostenreflexivität besser erfüllt, als dies im Status quo der Fall ist. In einem folgenden Schritt kann dann geprüft werden, welche Veränderungen dies für die verschiedenen Netznutzer mit sich bringt. Nur damit lassen sich „gewollte" und „ungewollte" Effekte auseinanderhalten. Hierbei kann und sollte auch geprüft werden, ob gegeben eines Zielmodells eine schrittweise Einführung erfolgen sollte.

3 Finanzierungsfunktion

Netze BW begrüßt den Vorschlag der Bundesnetzagentur, künftig eine Kombination aus einem Kapazitätspreis und einem zweistufigen Arbeitspreis einzuführen. Entscheidend ist aus Sicht von Netze BW jedoch, dass der bestellten Kapazität ein verbindlicherer Charakter zukommt als bislang von der Behörde vorgesehen. Zwar stimmt Netze BW zu, dass eine Überschreitung der Kapazität möglich sein muss, diese sollte sich jedoch auf einen bestimmten Umfang begrenzen. Aus diesem Grund sollte der Überschreitungsarbeitspreis (AP2) deutlich über dem regulären Arbeitspreis (AP1) angesetzt werden.

Hinsichtlich der Erlösanteile hält Netze BW eine stärkere Gewichtung der Kapazität gegenüber der Arbeit zwingend für erforderlich, da die Gesamtkosten des Netzes maßgeblich durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast und strukturbedingte Kosten bestimmt werden und nur zu einem sehr begrenzten Maße durch die tatsächlichen Bezugsmengen. Diskussionen über konkrete Bandbreiten möglicher Erlösanteile können jedoch erst geführt werden, wenn die Behörde die Ziele der neuen Netzentgeltsystematik präzisiert. Bislang sind diese aus unserer Sicht nur unzureichend definiert. Wie genau die Erlösanteile letztlich verteilt werden und wie das Verhältnis von AP2 zu AP1 bestimmt wird, sollte unseres Erachtens von der Behörde vorgegeben werden.

Eine Abgrenzung von Niederspannungskunden auf Basis der Bezugsmengen hält Netze BW für nicht sachgerecht. Das entscheidende Abgrenzungskriterium sollte das Vorhandensein eines intelligenten Messsystems (iMS) sein. Nach Auffassung von Netze BW sollte die Behörde mittelfristig eine Kapazitätsbepreisung auf alle Letztverbraucher, die gemäß § 29 Abs. 1 MsbG verpflichtend ein iMS erhalten werden, ausweiten und die bestehende Abrechnungslogik aus Grund- und Arbeitspreis lediglich für Kunden ohne Pflichteinbaufall beibehalten. Entsprechend hält Netze BW eine Kapazitätsbepreisung auch für Prosumer mit iMS für vorzugswürdig, obgleich wir der Behörde zustimmen, dass ein erhöhter Grundpreis eine höhere Kostenbeteiligung im Vergleich zum Status quo ermöglichen würde und dessen Umsetzung wesentlich einfacher wäre als die Einführung eines Kapazitätspreises in der Niederspannung. Allerdings handelt es sich hierbei um

einen sehr pauschalen Ansatz, der nicht die tatsächliche Netzinanspruchnahme durch die Kunden berücksichtigt und größere Prosumer gegenüber kleineren Prosumern bevorteilt.

Grundsätzlich erscheint aufgrund der Komplexität, gerade mit Blick auf den Massenmarkt in der Niederspannung, ein evolutionäres Vorgehen mit einer angemessenen Einführungsphase geboten.

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

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

  Die Bundesnetzagentur sieht vor, dass Überschreitungen der gebuchten Kapazität mit einem erhöhten Arbeitspreis, dem sogenannten Arbeitspreis 2 (AP2) abgerechnet werden. Weitere Details zur Ausgestaltung, insbesondere zur Parametrierung der Preiselemente, sind in den Orientierungspunkten nicht zu finden.

  Grundsätzlich kann eine Überschreitung einer gebuchten Kapazität sowohl an der zusätzlichen Leistung als auch an der zusätzlichen Arbeit bemessen werden. Beide Optionen unterscheiden sich insbesondere durch ihre Anreizwirkung. Eine Bepreisung der zusätzlichen Leistungsinanspruchnahme ist in der Wirkung vergleichbar mit dem aktuellen Leistungspreis und würde damit die bekannten Probleme des heutigen Leistungspreises mit sich bringen. Die gebuchte Kapazität hätte in diesem Fall eine deutlich stärkere Bindungswirkung.

  Der Wechsel zu einer Kapazitätsbepreisung ist unter anderem aufgrund der Flexibilitätshemmnisse des heutigen Leistungspreises geplant, so dass nach Einschätzung von Netze BW von einer Bepreisung der Leistung oberhalb der gebuchten Leistung abgesehen werden sollte.

  Damit verbleibt als Option eine Bepreisung der bezogenen Arbeit oberhalb der gebuchten Kapazität. Netze BW schließt sich in diesem Aspekt also den grundsätzlichen Überlegungen der Bundesnetzagentur aus ihren Orientierungspunkten an. Allerdings, und das ist entscheidend, sollte dieser Arbeitspreis sehr deutlich über dem regulären Arbeitspreis, dem sogenannten Arbeitspreis 1 (AP1), liegen, so dass zwar eine Überschreitung der bestellten Kapazität möglich ist, sich diese aber auf einen gewissen Umfang begrenzt. Der bestellten Kapazität sollte daher ein deutlich verbindlicheres Niveau zukommen als dies von der Bundesnetzagentur derzeit erwogen wird.

  Mit solch einem deutlich erhöhten Überschreitungsarbeitspreis kann aber weiterhin die kundenseitige Flexibilität marktlich eingesetzt werden. Die Überschreitung der bestellten Kapazität dürfte sich dann auf Situationen begrenzen, die durch hohe marktliche Spreads gekennzeichnet sind.

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

  Bevor die Frage der Parametrierung geklärt werden kann, müssen zunächst die angestrebten Ziele klar definiert werden. Insbesondere bedarf es einer differenzierten Abwägung der beabsichtigten (und unbeabsichtigten) Anreizsetzungen. Dies geschieht nach Einschätzung von Netze BW derzeit noch unzureichend. Eine konkrete Angabe der Bandbreite der Erlösanteile, die über die einzelnen Netzentgeltkomponenten realisiert werden sollen, setzt eine klare Zieldefinition voraus. Diese lässt sich auf Basis der Orientierungspunkte aus unserer Sicht jedoch nur begrenzt ableiten.

  Sofern die Behörde weiterhin der Auffassung ist, dass nur zwei Entgeltkomponenten – Arbeit und Kapazität – zur Anwendung kommen sollten, sollte nach unserer Einschätzung der Großteil der Erlöse über die Kapazitätskomponente realisiert werden. Hierbei könnte auch eine sukzessive jährliche Erhöhung des Erlösanteils für die Kapazitätskomponente bis zur Zielgröße angestrebt werden, um eventuellen Umverteilungswirkungen in der Übergangszeit Rechnung zu tragen. Damit hätten Netzkunden Planungssicherheit darüber, wie das zukünftige Entgeltmodell aussehen wird. Gleichzeitig wird ihnen jedoch ein Übergangszeitraum eingeräumt, so dass sie sich auf die neue Struktur einstellen können und bei Bedarf ihr Netznutzungsverhalten anpassen können.

  Nach Einschätzung von Netze BW ist auf die Arbeit nur ein sehr begrenzter Teil der Netzkosten zurückzuführen, insbesondere dann, wenn die Engpassmanagementkosten über eine separate Anreizkomponente adressiert werden sollten. Entsprechend sollte auch in einer Finanzierungsfunktion nur ein kleinerer Teil der Erlösobergrenze über einen Arbeitspreis erlöst werden. Denn durch den zusätzlichen Bezug von Arbeit entstehen im Netz kaum weitere Kosten.

  Maßgeblicher Treiber für die Netzkosten ist die auslegungsrelevante zeitgleiche Jahreshöchstlast sowie die Struktur des Netzes. Da die Behörde einen anteiligen Grundpreis, vermutlich aufgrund der damit zusammenhängenden Verteilungswirkung, ausschließt, ist die Kapazität ein Proxy für die zeitgleiche Jahreshöchstlast und steht damit – im Gegensatz zur Arbeit – für einen deutlich größeren Teil der Netzkosten. Zugleich wäre sowohl ein anteiliger Grundpreis als auch eine bestellte Kapazität entnahmeunabhängig. Damit führt auch eine bestellte Kapazität zu dem Umstand, dass unterjährig die Einsatzentscheidung der Netzkunden unabhängig von den Netzentgelten (gegeben der Kapazitätsbuchung) erfolgt. Dieser Umstand sowie der deutlich ausgeprägtere Konnex zur Kostenverursachung, im Gegensatz zur Arbeit, sprechen nach Einschätzung von Netze BW für eine deutlich höhere Gewichtung der bestellten Kapazität im Vergleich zur Arbeit.

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

  Sofern die Behörde weiterhin an netzbetreiberindividuellen Netzentgelten festhält, sind verbindliche Vorgaben notwendig, um Transparenz zu schaffen und damit sowohl für Netzbetreiber als auch für Netznutzer verlässliche Rechtssicherheit zu gewährleisten. Es sollte

beispielsweise konkret festgelegt werden, wie die bestellte Kapazität zu bestimmen ist. Darüber hinaus sind klare Vorgaben hinsichtlich der Höhe des auf den Kapazitätspreis entfallenden Erlösanteils erforderlich. Hierbei wäre auch ein sukzessives, ggf. je nach Netzebene differenziertes Vorgehen denkbar, bei dem die Kapazitätskomponente über die Zeit hinweg schrittweise gestärkt wird. So könnte beispielsweise der Erlösanteil der bestellten Kapazität über mehrere Jahre hinweg jährlich um fünf Prozentpunkte angehoben werden, um langfristig das gewünschte Zielniveau zu erreichen.

Außerdem bedarf es eindeutiger Regelungen bezüglich der Vorgehensweise bei der Bestimmung des Verhältnisses von AP1 und AP2. Schließlich ist auch zu klären, wie eine neue Netzentgeltsystematik in die Prozesse der Marktkommunikation implementiert werden soll. Auch sind Wechselmodalitäten (u.a. Wechselzeitpunkt / wie häufig kann gewechselt werden / innerhalb welcher Bandbreite kann der Kunde wechseln / was passiert, wenn der Kunde Kapazität reduziert, diese zu einem späteren Zeitpunkt jedoch wieder buchen möchte) zu regeln. In diesem Zusammenhang sollte auch festgelegt werden, welcher Mechanismus bei fehlender Kapazitätsbuchung durch die Kunden automatisch greift. Grundsätzlich bedarf es einer sorgfältigen Abwägung aller Vor- und Nachteile, die mit der Festlegung von Vorgaben verbunden sind.

Nach Auffassung von Netze BW würden sich die obigen Fragestellungen nicht ergeben, sofern die zielführende und langfristig tragfähige Lösung von bundeseinheitlichen Netzentgelten angestrebt würde. Damit würden sich auch Fragen nach unterschiedlichen Ausgestaltungen und Netzentgelthöhen erübrigen. Nach unserer Einschätzung verpasst die Bundesnetzagentur aktuell die Chance, die Einführung einheitlicher Entgelte gesamthaft und umfassend zu prüfen. Sie läuft damit Gefahr, dass weiter steigende Umlagevolumina über einen nicht dauerhaft tragfähigen Mechanismus einer kWh-basierten Umlage an die Netzkunden verrechnet werden. Es werden also zunehmend Netzkosten außerhalb der regulären Netzentgeltsystematik vereinnahmt, die zu einer nicht begründbaren Verteuerung der einzelnen kWh führen. Dies steht in klarem Widerspruch zum gesamtgesellschaftlichen Ziel der erfolgreichen Umsetzung der Energie- und Wärmewende.

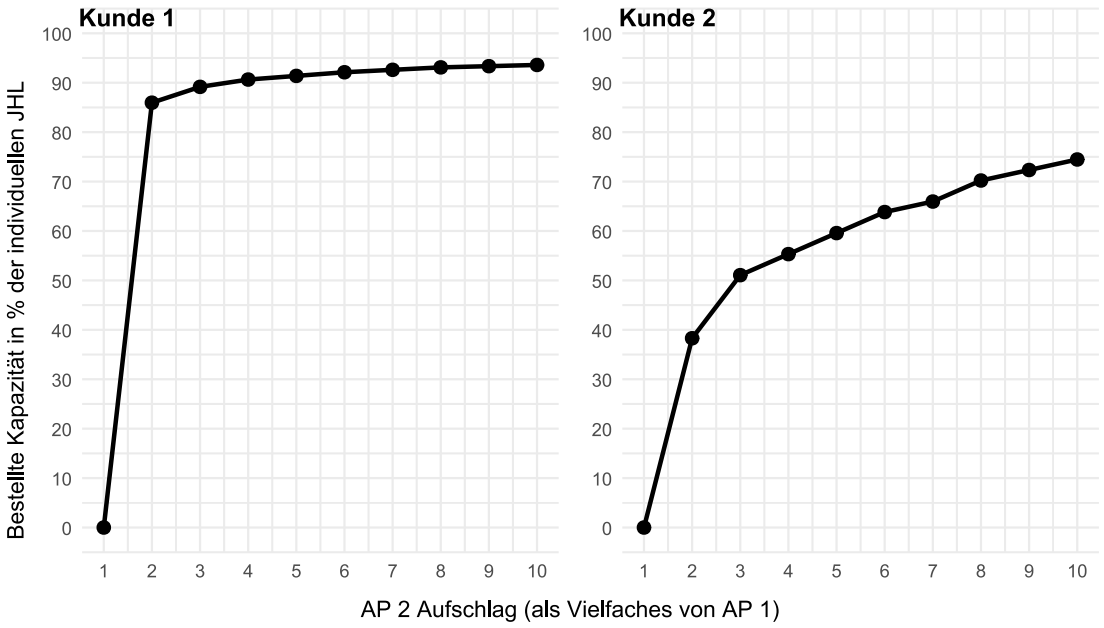
- Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?

  Die Frage nach einer festzulegenden Mindestkapazität hängt maßgeblich von dem Verhältnis zwischen AP1 und AP2 ab. Ein wesentlicher Vorteil des Kapazitätspreises besteht darin, dass er planbarere Einnahmen für den Netzbetreiber ermöglicht (und Netznutzer gegeben der erfolgten Kapazitätsbestellung günstiger das Netz nutzen können). Dieser Vorteil wäre jedoch aufgehoben, wenn der AP2 nur geringfügig über dem AP1 läge, da Netznutzer in diesem Fall ihre bestellte Kapazität ohne nennenswerte Mehrkosten überschreiten könnten. Insofern bestünde kein wirksamer Anreiz für die Netznutzer, eine realistische Kapazität – also eine, die der tatsächlich genutzten Kapazität weitgehend entspricht – zu bestellen. Beispielsweise hätten Letztverbraucher mit niedrigem Jahresverbrauch, aber hohen Leistungsbedarfen in diesem Szenario einen Anreiz, nur eine sehr geringe Kapazität zu wählen und ihre Leistungsspitzen

stattdessen zu einem nur marginal teureren AP2 zu beziehen. In diesem Fall ist eine Vorgabe zur Mindestkapazität zwingend erforderlich.

Um diesen Umstand zu veranschaulichen sind in der nachfolgenden Abbildung zwei Kunden der Hochspannung und deren optimal bestellte Kapazität nach dem Modell der Bundesnetzagentur in Prozent der jeweiligen individuellen Jahreshöchstlast in Abhängigkeit des AP2-Aufschlags abgebildet. Charakterisierend für Kunde 1 ist, dass ein vergleichsweise hoher Jahresverbrauch und Leistungsbezug vorhanden ist. Für Kunde 2 liegt hingegen ein vergleichsweise niedriger Verbrauch, jedoch auch ein hoher Leistungsbezug vor.

Abbildung 1 – Optimal bestellte Kapazität in Prozent der individuellen Jahreshöchstlast (JHL) in Abhängigkeit des AP2-Aufschlags



Beide Kundentypen haben gemein, dass bei Anwendung des Modells der Bundesnetzagentur die bestellte Kapazität mit einem ansteigenden Aufschlag für den AP2 zunimmt. Dafür sorgt die zunehmend teurere Bepreisung des Verbrauchs oberhalb der bestellten Kapazität. Ersichtlich ist zudem, dass Kunde 2 bei geringem Aufschlag des AP2 sehr viel deutlicher von seiner Jahreshöchstlast abweicht, z.B. ist bei einem doppelt so hohen AP2 eine Abweichung der Jahreshöchstlast von knapp über 60% festzustellen. Zurückzuführen ist dies auf den vergleichsweisen geringeren Verbrauch und damit einhergehenden häufigeren Überschreiten der gewählten Kapazität bei niedrigerem Aufschlag. Hingegen weicht Kunde 1 bei demselben Aufschlag nur um ca. 15% von seiner Jahreshöchstlast ab. Daraus folgt, dass die Beteiligung über die Kapazitätskomponente leidet und die Wahrscheinlichkeit von Erlösschwankungen für Netzbetreiber zunehmen könnte, insbesondere wenn das Kundenverbrauchsverhalten variabel ist. Eine Vorgabe zur Mindestkapazität hätte hierbei seine Vorzüge.

Um zu verhindern, dass Netznutzer eine zu geringe Kapazität bestellen und diese laufend überschreiten, sollte der AP2 folglich so ausgestaltet werden, dass bei einer Überschreitung erhebliche (aber nicht prohibitiv hohe) Zusatzkosten für den Netznutzer entstehen. Auf eine vorgegebene Mindestkapazität könnte dann verzichtet werden. Dies wäre unter dem Aspekt des Umsetzungsaufwands hilfreich. Zudem ist offen, an welche Größe eine Mindestkapazität gekoppelt wäre.

Auf die Einführung einer Mindestkapazität ließe sich auch verzichten, wenn ein Überschreitungspreis nicht kWh-basiert, in Form des AP2, sondern auf Basis eines Leistungswertes (kW) bemessen würde, da dieser eine starke Bindung an die bestellte Kapazität erzeugen würde. Allerdings wäre auch in diesem Fall darauf zu achten, den Überschreitungspreis nicht so hoch anzusetzen, dass er faktisch prohibitiv wirkt und damit die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen hemmt. Ein übermäßig hoher Überschreitungspreis würde letztlich zu einer Annäherung an ein reines Leistungspreismodell führen und damit die Vorteile einer Kapazitätsbepreisung weitgehend neutralisieren.

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

  Mit Auslaufen der StromNEV entfällt mit § 17 Abs. 6 die Rechtsgrundlage für eine mengenbezogene Abgrenzung. Dies bietet der Bundesnetzagentur die Gelegenheit einer Neujustierung. Dabei sollte grundsätzlich die Frage gestellt werden, ob eine Abgrenzung auf Basis von Mengen überhaupt noch sachgerecht ist. Für die Umsetzung des von der Regulierungsbehörde vorgeschlagenen Modells ist insbesondere die messtechnische Ausstattung bzw. die Datenverfügbarkeit entscheidend. Unter diesem Gesichtspunkt wäre das Modell nicht nur für RLM-Kunden anwendbar, sondern für alle Letztverbraucher mit intelligentem Messsystem. Vorstellbar wäre beispielsweise, all jene Kunden, die gemäß § 29 Abs. 1 MsbG dazu verpflichtet sind, ein iMS zu verbauen, ebenfalls nach dem Modell der Bundesnetzagentur aus KP, AP1 und AP2. Damit würden automatisch auch alle Prosumer in ein Kapazitätsmodell überführt werden. Alle übrigen Kunden sollten dagegen weiterhin nach der bestehenden Logik aus GP und AP abgerechnet werden. Sollte sich die Behörde grundsätzlich gegen eine Anwendung einer Kapazitätsbepreisung für Kunden mit einem heutigen Grund- und Arbeitspreis entscheiden, so sollte zumindest die mengenbezogene Abgrenzung von 100.000 kWh erheblich abgesenkt werden. Dies stellt aus Sicht von Netze BW die Second-best-Lösung dar.

  Allerdings ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der geringen Gleichzeitigkeit der Kunden in der Niederspannung mit einer „deutlichen Überbuchung“ der Kapazität zu rechnen ist. Dies würde c.p. zu geringen Kapazitätspreisen führen. Für Letztverbraucher mit niedrigen Benutzungsstunden entstünde damit ein Anreiz, in die Niederspannung zu wechseln (unter der Annahme, dass dies technisch möglich ist), um von diesen günstigeren Kapazitätspreisen zu profitieren. Gegen den Wechsel der Anschlussebene spricht jedoch, dass Kunden erneut einen Baukostenzuschuss aufgrund des Wechsels der Anschlussebene entrichten müssten.

Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

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

  Aus Sicht von Netze BW ist die Überführung von Prosumern in eine Kapazitätsbepreisung der Einführung eines erhöhten Grundpreises vorzuziehen. Zwar ließe sich über einen erhöhten Grundpreis eine höhere Kostenbeteiligung erreichen, maßgeblich für die Wahl der anzuwendenden Netzentgeltsystematik sollte nach Einschätzung von Netze BW jedoch die tatsächliche Inanspruchnahme des Netzes sein. Im Sinne der Diskriminierungsfreiheit und Kostenreflexivität ist daher die Abrechnung über einen Kapazitätspreis auch für Prosumer klar zu bevorzugen, auch wenn durch die Einführung eines höheren Grundpreises reine Verbraucher teilweise entlastet würden. Gleichwohl wäre die Einführung eines zusätzlichen Grundpreises im Gegensatz zur Einführung eines Kapazitätspreises operativ einfacher und schneller umsetzbar. Hierbei gilt es aber zu bedenken, dass ein uniformer Aufschlag, wie im Expertenaustausch am 19. Dezember 2025 vorgeschlagen, auch auf die Prosumer sehr unterschiedlich wirkt. Für einen zielgerichteteren Ansatz wäre auch im Fall der Erhebung eines zusätzlichen Grundpreises ein gestaffelter Grundpreis, beispielsweise in Abhängigkeit der Anlagengröße, zu prüfen. Dies führt jedoch im Umkehrschluss wiederum zu höherem Aufwand.

  Im Gegensatz zu einem erhöhten Grundpreis bietet ein Kapazitätspreis Prosumern den Anreiz, ihre Flexibilitätspotenziale zu nutzen und das Gesamtsystem somit zu entlasten. Dieser Effekt kann aufgrund seines fixen Charakters nicht durch einen Grundpreis erzielt werden. Mit der zunehmenden Durchdringung der Prosumer mit einem intelligenten Messsystem ist auch eine zeitnahe Überführung dieser Kunden in eine Kapazitätsbepreisung möglich. Aufgrund der anstehenden Anpassung in der Marktkommunikation, insbesondere durch die Einführung des MaBiS-Hubs, halten wir jedoch eine leicht zeitverzögerte Einführung ab 2030 für umsetzbar.

- Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?

  An dieser Stelle verzichten wir auf eine eigene Antwort und verweisen stattdessen auf die Marktseite, da Lieferanten die Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich besser einschätzen können sollten.

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

  Aus Sicht von Netze BW ist eine direkte Abrechnung der Haushalte durch den Netzbetreiber nicht zu befürworten bzw. notwendig. Stattdessen sollte die Abrechnung weiterhin im Rahmen integrierter Lieferantenverträge möglich sein. Da die Lieferanten die Kundenbeziehungen verantworten, sind sie idealerweise auch in der Lage, Haushalte bei der Wahl einer geeigneten Kapazität zu beraten und ihnen attraktive Angebote zu unterbreiten. In einem wettbewerblichen Umfeld sollten Anreize die Haushalte über entsprechend ausgestaltete Produkte erreichen.

Auch sollte bei den Überlegungen bedacht werden, dass eine Übertragung der Netzabrechnung auf die Netzbetreiber keinen Abbau, sondern lediglich eine Verschiebung des Aufwands innerhalb des Energiesystems bewirkt. Der Aufwand würde in diesem Fall bei den Netzbetreibern anfallen, bei denen zusätzliche Kapazitäten und Fähigkeiten, insbesondere in den Bereichen Netzabrechnung, Kundenmanagement und nachgelagerter Prozesse, aufzubauen wären. Die hierdurch entstehenden Kosten würden wiederum in die Netzentgelte einfließen und letztlich wieder bei den Netzkunden ankommen. Zusätzlich würden sich Dyssynergien ergeben, die bei integrierten Lieferantenverträgen vermieden werden könnten.

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

  Grundsätzlich lassen sich ein erhöhter Grundpreis oder ein saisonaler Arbeitspreis einfacher umsetzen als ein Kapazitätspreis – insbesondere, wenn eine kundenseitige Kapazitätsbestellung vorgesehen ist.

  Nach Einschätzung von Netze BW ist, allein zur Klärung der Fragen der Marktkommunikation nach Vorliegen der finalen Beschlüsse und der vollumfänglichen Klärung aller Fragen, sowie der Implementierung in die Datenformate von einer Einführungsdauer von mindestens zwölf Monaten nach Veröffentlichung der Nachrichtenformate auszugehen. Hinweis: Die Anpassung der Marktkommunikation und der Datenformate kann erst dann erfolgen, wenn die finalen Beschlüsse vorliegen. Dieser Zeitraum ist erforderlich, um neue bzw. geänderte Dateninhalte in die bestehenden Formate der Marktkommunikation einzuarbeiten. Daraus ergibt sich eine Konsultation der betroffenen Formate im Februar bzw. August. Die Veröffentlichung der finalen Festlegung der Formate durch die Bundesnetzagentur kann folglich jeweils nur zum 1. April bzw. 1. Oktober erfolgen, mit einer frühestmöglichen Produktivsetzung zum 1. Oktober bzw. 1. April (geringstmöglicher Umsetzungszeitraum). Damit ist allerdings nur der kleinere Teil der Umsetzungsaufwendungen erledigt.

  Da es sich beim AgNes-Prozess um einen Sachverhalt mit erheblichen Auswirkungen auf nachgelagerte Prozesse handelt, ist nach Einschätzung von Netze BW eine deutlich längere Einführungsdauer als der genannte Umsetzungszeitraum anzusetzen. Denn Voraussetzung für das Gelingen der Umstellung ist nicht nur die Fähigkeit eines Netzbetreibers, Daten in den Markt zu übermitteln. Entscheidend ist, dass diese in den Folgeprozessen auch Anwendung finden können. Für eine funktionierende Abrechnung sind Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber gleichermaßen relevant. Alle beteiligten Rollen müssen die neuen Anforderungen über den gesamten Markt hinweg beherrschen können. Die zeitlichen Auswirkungen auf sämtliche Folgeprozesse sind daher in der Planung zu berücksichtigen.

  Zudem weisen wir darauf hin, dass eine Einführung der hier vorgeschlagenen Änderungen vor oder zum Zeitpunkt der MaBiS-Hub-Einführung den Markt überfordern wird. Es besteht aus unserer Sicht die Gefahr eines Marktversagens mit gravierenden finanziellen Auswirkungen – nicht nur für Netznutzungsabrechnung, sondern auch für die Bilanzkreisabrechnung.

  Die Bundesnetzagentur muss sich bewusst sein, dass bei Änderungen im Rahmen von AgNes, vor der Einführung des MaBiS-Hubs für den deutschen Energiemarkt, jeder Marktteilnehmer Investitionen in Millionenhöhe vornehmen müsste, um für einen kurzen Zeitraum (Anwendung

AgNes bis Einführung MaBiS-Hub) abzudecken. Erfahrungsgemäß werden solche Dinge eher schlank umgesetzt, was zu einer erheblichen Instabilität im Markt führen wird. Daher bitten wir um Synchronisation der Umsetzung AgNes mit den geplanten Aktivitäten der BK6 (und auch deren weitere Vorgaben wie z.B. MiSPel, MaBiS-Hub, Energy-Sharing, Hedwig, etc.).

Sofern Änderungen vor Einführung des MaBiS-Hubs produktiv gesetzt würden, müssten Marktrollen teilweise Entwicklungen umsetzen, die kurz darauf durch den MaBiS-Hub abgelöst oder grundlegend verändert würden (z. B. die Berücksichtigung von Kapazitäten für Lieferscheinwerte durch den MSB). Insofern ist zu prüfen, welche Neuregelungen erst nach der Einführung des MaBiS-Hubs erfolgen könnten. Dies gilt umso mehr für die Überlegungen der Bundesnetzagentur zur Einführung eines hochdynamischen Preissignals.

Durch die Synchronisation innerhalb der Bundesnetzagentur wird sichergestellt, dass die Auswirkungen auf sämtliche Marktrollen und Prozesse berücksichtigt werden.

Hinweis: Gerne stellen wir Ihnen eine Übersicht der bekannten Anforderungen und einen Synchronisations-Vorschlag im Nachgang zur Verfügung.

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

  Nein. Nach Einschätzung von Netze BW sind auch hinsichtlich des Verhältnisses von Grund- und Arbeitspreis verbindliche Vorgaben seitens der Behörde notwendig, um Transparenz zu schaffen. Damit werden sowohl für Netzbetreiber als auch für Netznutzer verlässliche Rahmenbedingungen und Rechtssicherheit gewährleistet.

4 Anreizfunktion

Grundsätzliches

Mit den Netzentgeltkomponenten der Anreizfunktion sollen Preiskomponenten eingeführt werden, die die Nutzungs- und Investitionsentscheidungen der Netznutzer beeinflussen sollen. Im Hinblick auf die Nutzungsentscheidungen beschreibt die Bundesnetzagentur, dass mit Netzentgeltkomponenten der Anreizfunktion ein netzdienlicheres Verhalten beanreizt werden könne und dies die Kostenreflexivität stärke. Der skizzierte Ausgestaltungsvorschlag der Behörde sieht vor, dass ein dynamischer Arbeitspreis ein Verhalten anreizen soll, um engpassentlastende Verhaltensänderungen zu erzielen.

Dem Aspekt bezüglich der Wirkung von dynamischen Entgelten und dass damit ein netzdienlicheres Verhalten beanreizt werden kann, ist grundsätzlich zuzustimmen. Das noch sehr abstrakt beschriebene, allerdings absehbar hochkomplexe Zielmodell der Bundesnetzagentur begrenzt sich jedoch auf Engpasssituationen. Dies stellt prinzipiell nur ein einzelnes Potenzial von dynamischen

Entgelten dar. Vielmehr müsse der Fokus auf eine grundsätzliche Optimierung der Netzbelastung gelegt werden, um eine effiziente Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazität zu erreichen. Kritisch zu prüfen ist im Hinblick auf das skizzierte Zielmodell die regionale Verteilung von Engpässen und wie etwaige Preissignale insbesondere aus der Übertragungsnetzebene in die Verteilnetzebene wirken.

Die Auswirkungen und Belastungen aus einer dynamisierten Netzentgeltkomponente werden erwartbar regional unterschiedlich ausfallen. So ist davon auszugehen, dass bei einer verpflichtenden Teilnahme für Verbraucher in Regionen, die sich hinter einem strukturellen Engpass befinden, höhere Netzkosten resultieren werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn deren Bezug wenig Flexibilisierungspotential aufweist. Die Bundesnetzagentur sollte daher die finanziellen Auswirkungen aus einer dynamisierten Netzentgeltkomponente für die unterschiedlichen Regionen in Deutschland transparent und nachvollziehbar im Vorfeld abschätzen und veröffentlichen. Dies gilt umso mehr, da die Bundesnetzagentur bei der Ausgestaltung der Finanzierungsfunktion von Verteilungsauswirkungen geleitet zu sein scheint.

Anreize für das Nutzungsverhalten

- Ist es zutreffend, dass in engpassbelasteten Netz(-bereichen) in den Netzebenen 1-3 die Voraussetzungen zur Engpassprognose gegeben sind?

  Als Verteilnetzbetreiber beziehen wir uns in der Antwort auf die Netzebene 3. In Bezug auf diese Ebene sind die Voraussetzungen zur Netzzustandsprognose und somit auch zur Engpassprognose grundsätzlich gegeben. Bei einer Netzzustandsprognose ist der Netzbetreiber neben den bei ihm vorliegenden Netzparametern jedoch auch auf verschiedene Eingangsdaten angewiesen. Die Prognose der Einspeisung hängt wiederum von entscheidenden Parametern ab, insbesondere der dazugehörigen Wetterprognose. Innerhalb dieser Prozesskette muss deshalb neben dem Aufbau der grundsätzlichen Fähigkeit der Netzzustandsprognose auch eine ausreichende Datenqualität aller Teilnehmenden vorliegen. Denn die Qualität der Prognosen kann bei außergewöhnlichen (Wetter-)Situationen deutlich nachlassen. Eine Prognose über einen bevorstehenden Netzengpass könnte daher unter Berücksichtigung der geeigneten Datenqualität und Vorlaufzeit ermittelt werden. Es verbleibt aber auch in diesem Fall, wie auch von den Übertragungsnetzbetreibern am 14. Januar beim Expertenaustausch dargelegt, ein Prognosefehler, der zu (teils) nicht unerheblichen Unschärfen in der Engpassprognose führen kann.

  Auch wenn die Fähigkeiten zur reinen Engpassprognose gegeben sind, darf dies nicht über weitere wesentliche Herausforderungen hinwegtäuschen. Denn die große Herausforderung besteht zum einen darin, dem Engpasssignal ein Preisschild zu geben, um ein entsprechendes Verhalten der Kunden zu bewirken. Zum anderen sind die enormen IT-seitigen Herausforderungen im Hinblick auf die Marktkommunikation und insbesondere der nachgelagerten Prozesse wie die operative Abwicklung und Abrechnung im Vorfeld akribisch zu erörtern. Dies beinhaltet auch Fragestellungen rund um die Qualität und das Vorhandensein von Messwerten inkl. Ersatzwertbildung sowie auch die Kaskadierung der Preissignale über die Netzebenen hinweg.

Netze BW schätzt aus diesem Grund eine Einführung im Jahr 2029 als nicht realistisch ein. Vielmehr sollte der Fokus auf eine Weiterentwicklung des Modul 3 im § 14a gelegt werden, um dieses Preissignal besser an die Netzgegebenheiten anpassen zu können.

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

  Für die Ebene 4 gelten im Grundsatz dieselben Aussagen wie für die Ebene 3. Ergänzend zu den Aussagen oben gilt für die Netzzustandsprognose tendenziell, dass je niedriger die Spannungsebene, desto herausfordernder es für den Netzbetreiber ist, eine qualitativ hochwertige Engpassprognose zu erstellen, da insbesondere die technisch zu berücksichtigenden Leitungsstränge und die Anzahl der Einspeiseanlagen in den unteren Spannungsebenen deutlich zunehmen.

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

  Bezüglich dieser Frage ist unser Verständnis, dass mit einer gestaffelten Einführung von dynamischen Entgelten eine Einführung und Ermittlung des Preissignals beginnend mit einer Spannungsebene gemeint ist (z.B. Hochspannung).

  Vor diesem Hintergrund ist deutlich hervorzuheben, dass eines der Leitkriterien das der volkswirtschaftlichen Effizienz sein sollte. Dies beinhaltet neben der Frage der Engpassermittlung, der Frage der Kalibrierung des Preissignals insbesondere die notwendigen operativen Abwicklungsprozesse über alle Marktrollen. Angesichts der Erfahrungen der letzten Jahre bei großen Umsetzungsprojekten in der Branche sollte diesem Aspekt nach unserer Auffassung ein zentrales Augenmerk zu kommen. Dementsprechend sollte, sofern dynamische Entgelte eingeführt werden, eine gestaffelte Einführung der dynamischen Entgelte in dem Sinne eingeführt werden, wo es gegeben dem damit verbundenen Aufwand am meisten Netz- bzw. Systemkosten einspart. Ein weiteres zentrales Kriterium ist die Erlösstabilität der Netzbetreiber. Es sollte gegeben sein, dass die Finanzierungsfunktion eine planmäßige Deckung der Erlösobergrenzen sicherstellt. Demnach sollte vermieden werden, dass bei Einführung von dynamischen Netzentgeltkomponenten die Vereinnahmung der Netzkosten einem spürbaren Risiko ausgesetzt wird. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Preissignal von einem Dritten kommt.

  Ein drittes Kriterium sollte darauf abzielen, wie weit technologisch fortgeschritten der Netzbetreiber, die technischen Netzbetriebsmittel der Spannungsebene und das entsprechende Kundensegment ist. Insbesondere benötigt es beim Netzbetreiber neben einer Netzzustandsermittlung – die beispielsweise in der Hochspannung grundsätzlich gegeben ist – auch die Ressourcen, um von der Netzzustandsermittlung zu der potenziell enorm großen Anzahl an Preissignalen zu kommen. Beim entsprechenden Kundensegment muss neben der Ausstattung des Zählers auch die grundsätzliche Fähigkeit eines flexiblen Lastverhaltens gegeben sein.

Ein viertes Kriterium sollte die Netzdienlichkeit sein. Bei einer gestaffelten Einführung von dynamischen Entgelten sollte stets berücksichtigt werden, dass neben der Reduktion von Netzengpässen auch eine optimierte Betriebsführung erhöht und ggf. der Netzausbaubedarf optimiert werden können. Hierbei sind sowohl technische als auch ökonomische Effekte auf andere Spannungsebenen bzw. Kundengruppen zu beachten, insbesondere die Frage, wie denn beispielsweise damit umzugehen ist, wenn auf der Übertragungsnetzebene die dynamischen Entgelte ein „freies" Netz signalisieren, in der Hochspannungsebene jedoch ein Engpass droht und in den unteren Spannungsebenen wiederum ein großer Bedarf durch das dynamische Entgelt besteht.

Wie Netze BW in seiner Stellungnahme zum Eckpunktepapier AgNes bereits betont hatte, ist ein evolutionäres Vorgehen wichtig, um weiteren Erkenntnisgewinn und technischen Fortschritt im Zeitablauf berücksichtigen zu können. Zudem hätte vor diesem Hintergrund eine eigenständige und anpassungsfähige Methodenfestlegung durchaus Vorteile. Wir möchten hierbei auch nochmals auf die zielführende Option einer Weiterentwicklung des heutigen Moduls 3 im § 14a EnWG verweisen.

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

  Hinsichtlich der genannten Kriterien volkswirtschaftliche Effizienz, Erlösstabilität, technologische Ausstattung und Netzdienlichkeit könnten Speicher eine Nutzergruppe darstellen, für die ein zeitvariables oder dynamisches Netzentgelt grundsätzlich passend erscheint. Zunächst müsste aber geklärt werden, wie das zukünftige Netzentgeltregime für Speicher aussehen soll. Anschließend müssen die mit diesem (dynamischen) Netzentgelt einhergehenden Anreize genauestens analysiert werden, insbesondere um lokal keine neuen oder verstärkenden Netzengpässe zu generieren. Zudem müssen alle prozessualen Fragen geklärt werden und die Abwicklungskette stehen.

- Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?

  Diese Frage kann nicht vollständig beantwortet werden, weil das Zielmodell von der Bundesnetzagentur lediglich grob skizziert wird. Auch der Expertenaustausch am 14. Januar hatte weiterhin viele offene Punkte hinterlassen. Somit kann zum derzeitigen Stand keine abschließende Bewertung vorgenommen werden, wie schnell das (noch sehr abstrakt) skizzierte Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden kann. Grundsätzlich kann hierzu nur angemerkt werden, dass Erfahrungswerte auf der einen Spannungsebene bzw. bei einer Kundengruppe enorm hilfreich sein können, wenn es um das Ausrollen auf eine weitere Spannungsebene bzw. Kundengruppe geht. Jedoch ist dabei auch zu beachten, dass beispielsweise aufgrund der größeren Anzahl an Kunden in den unteren Spannungsebenen ein Ausrollen auf diese Ebenen andere Aufwandshürden nach sich ziehen kann als auf den oberen Spannungsebenen, z.B. hinsichtlich der Abrechnungssysteme, dem Rollout von intelligenten Messsystemen und der Qualität der Messwerte.

- Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?

  Wie bereits in unserer Stellungnahme zum Eckpunktepapier haben wir ein evolutionäres Vorgehen in Bezug auf dynamischen Entgelten betont. Demnach bewerten wir Zwischenschritte mit geringerer Dynamik als einen Schritt in die grundsätzlich richtige Richtung. Eine Überführung der zeitvariablen Netzentgelte des Modul 3 innerhalb der § 14a-Netzentgelte auf andere Kundengruppen wäre hierbei jedoch nicht ausreichend. Es benötigt granulare Optionsmöglichkeiten bei der Gestaltung der Zeitfenster, um die Kostenreflexivität eines Netznutzers so gut wie möglich und so gut wie nötig abbilden zu können. Hinsichtlich eines unterschiedlichen dynamischen Netzentgelts für die Spannungsebenen könnten fein granulare Zeitfenster eine praktikablere Option darstellen als ein an den Netzzustand gekoppeltes Day-ahead Netzpreissignal. Letzteres würde die Kommunikations- und Abrechnungssysteme aufgrund der großen Anzahl an Kunden in den unteren Spannungsebenen deutlich belasten. Daher ist für Netze BW, aufgrund des Aufwands und der vorhandenen Prognosefehler bei der Engpassprognose, zum aktuellen Zeitpunkt der Mehrwert von dynamischen Netzentgelten nicht zwingend gegeben.

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

  Siehe hierzu auch die Antwort zur Frage „Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?“. Grundsätzlich macht diese angesprochene Unsicherheit über den Zeitpunkt - wann macht es Sinn, welche Nutzergruppen einzubeziehen - eine separate Methodenfestlegung umso notwendiger, um Erfahrungen aus anderen Nutzergruppen zu verarbeiten.

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

  Bevor eine abschließende Aussage und Bewertung getroffen werden kann, wie mit dem §14a-Modul 3 zukünftig verfahren werden sollte, muss zunächst das Grundmodell der Netzentgeltsystematik für diese Kundengruppe geklärt sein. Ausgehend davon kann über konkretere Anpassungen zum Modul 3 weiter diskutiert werden.

  Grundsätzlich stellt aber nach Auffassung der Netze BW das Modul 3 der §14a-Netzentgeltsystematik eine geeignete Grundlage für eine schrittweise Weiterentwicklung dar. Hierbei kann die bereits vorhandene Regelung so weiterentwickelt werden, dass sie netzdienliches Verhalten der Netznutzer wirksamer anreizen und somit zu einer ersten Entschärfung kritischer Netzengpasssituationen beitragen können. Ziel einer derartigen Weiterentwicklung sollte insbesondere die Erhöhung der zeitlichen Granularität sein – etwa durch die Einführung unterschiedlicher Zeitfenster auf Monatsbasis sowie eine Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenenden.

  Durch eine feinere zeitliche Differenzierung in Verbindung mit einer Ausweitung auf andere Kundengruppen können den Netznutzern Preissignale zur Verfügbarkeit der Netzkapazitäten

vermittelt werden. Aufbauend darauf könnte in einem weiteren Schritt eine regionale Differenzierung das Preissignal zusätzlich auf spezifische Netzengpässe zuschneiden, etwa durch erhöhte Netzentgelte in strukturell angespannten Regionen.

Anreize für Investitionsentscheidungen

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

  Nach Einschätzung von Netze BW ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen zielführend und netzwirtschaftlich geboten, insbesondere in Zeiten knapper Netzanschlusskapazitäten. Denn die Lenkungswirkung des BKZ für eine bedarfsgerechte Leistungsdimensionierung von Netzanschlüssen wird jetzt und in den nächsten Jahren deutlich dringender benötigt als in der Vergangenheit, um trotz knapper Netzkapazitäten möglichst vielen Petenten einen Netzanschluss oder eine Leistungserhöhung zu ermöglichen. Es sollte daher im Eigeninteresse des Netzbetreibers sein, Baukostenzuschüsse auch zu vereinnahmen. Mit der Neuregelung der Anreizregulierung wurde durch die Große Beschlusskammer der Bundesnetzagentur zugleich ein Anreizelement zur Erhebung von Baukostenzuschüssen im Strom eingeführt.

  Daher bestehen nach unserer Auffassung Anreize für Netzbetreiber, einen Baukostenzuschuss zu erheben – einerseits um entsprechende Signale zur Anschlussdimensionierung zu setzen und andererseits, um einen Finanzierungsbeitrag für den Netzausbau zu vereinnahmen. Sollte die Bundesnetzagentur der Auffassung sein, dass die Anreizsetzung nicht ausreichend ist, so sollte der BKZ-Zinsbonus nachjustiert werden.

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

  Nach Auffassung von Netze BW sollte an der bisherigen Praxis – der pauschalen Ermittlung des Baukostenzuschusses – dringend festgehalten werden, denn Projektierer von Bezugs- und Erzeugungsanlagen benötigen eine frühzeitige Kostentransparenz, um in frühen Planungsphasen eine belastbare Wirtschaftlichkeitsberechnung von Projekten vornehmen zu können. Eine Ermittlung der im Einzelfall anfallenden Netzausbaukosten wäre zudem mit deutlich größeren operativen Aufwendungen und mit Anpassungen in den IT-Systemen seitens der Netzbetreiber verbunden. Entscheidender ist aber, dass in diesen Fallkonstellationen der Zeitpunkt der Anfrage nach Netzkapazität und die freie Netzkapazität maßgeblich sind. Die Folge daraus ist eine äußerst unterschiedliche Kostenbehandlung der Kunden, die nicht auf ihr eigenes Verhalten zurückzuführen bzw. deren eigenes Verhalten nicht immer frei gestaltbar ist. Im Ergebnis stellt dies eine strukturelle Benachteiligung standortunflexibler Netzkunden, wie z.B. Industriekunden mit einem Leistungserhöhungsbegehren an ihrem bestehenden Standort, dar. Daher halten wir dieses Vorgehen nicht für zielführend und insbesondere auch unter Anreizgesichtspunkten und der Verteilungswirkung für äußerst problematisch. Im Extremfall würde Netzkapazität insbesondere bei skalierbaren Netzkunden (z.B. Großbatteriespeichern) so lange nachgefragt, wie kein Ausbau der vorgelagerten Netzebene erforderlich ist. Sobald dieser jedoch erforderlich wäre, beispielsweise durch die Errichtung eines neuen Umspannwerks, würde die Nachfrage nach Netzkapazität, aufgrund der äußerst hohen

individuell zu tragenden Kosten, vollständig zum Erliegen kommen oder – im Falle von nicht skalierbaren und ggf. standortunflexiblen Netzkunden – Investitionsprojekte verworfen. Daher sollte es auch weiterhin bei der bisherigen Vorgehensweise bleiben.

- Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

  Da der Weg über eine pauschale Bemessung bevorzugt wird, bietet sich nach unserer Auffassung der Rückgriff auf den zukünftigen Kapazitätspreis an. In diesem Zuge gibt es mit dem aktualisierten Positionspapier der BK8 zur Erhebung von BKZ eine Ausgestaltung, die auch zukünftig fortgeführt werden könnte. Dies jedoch in der Annahme, dass zukünftig über den Kapazitätspreis der größte Erlösanteil vereinnahmt werden soll.

  Alternativ müsste eine aufwändige und durch die BNetzA durchzuführende Datenerhebung erfolgen, um für typisierte Musterkunden die Kosten des Netzausbaus zu ermitteln und dies in einem zweiten Schritt wieder in einen pauschalen Ansatz zu überführen, der zu durchschnittlichen Netzausbaukosten führt. Dies halten wir jedoch nicht für erforderlich. Auch mit einer pauschalen Kostenbeteiligung über den Kapazitätspreis entfaltet der BKZ sowohl eine Anreiz- als auch Finanzierungsfunktion.

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

  Aufgrund der bereits heute sehr knappen Netzkapazitäten muss in den nächsten Jahren davon ausgegangen werden, dass eine Allokationssteuerung standortflexibler Netzkunden über Netzengpässe erfolgt – oder anders formuliert: Petenten werden dort Anschlüsse nehmen, wo noch verfügbare Netzkapazitäten vorhanden sind. Unterstützt werden soll die Standortsuche verfügbarer Netzkapazitäten künftig auch durch eine Umsetzung des Artikel 31 Abs. 3 der EU-Richtlinie 2024/1711 in nationales Recht, z. B. durch eine Kartendarstellung bezugs- und einspeiseseitig verfügbarer Netzkapazitäten.

  Die Möglichkeit zur räumlichen Differenzierung von BKZ kann grundsätzlich eingeräumt werden, da sich bei großen heterogenen Netzstrukturen unterschiedliche Anschlusssituationen ergeben können. Eine zwingende Verpflichtung zur Erhebung eines räumlich differenzierten BKZ lehnen wir jedoch ab.