EnBW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zur dynamischen Netzentgeltkomponente

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Karlsruhe, 27.02.2026

Am 14. Januar 2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des AgNes-Prozesses ein Papier mit Orientierungspunkten zur dynamischen Netzentgeltkomponente veröffentlicht und der Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) bedankt sich für die Möglichkeit, Stellung zu nehmen. Einer Veröffentlichung unserer Stellungnahme stimmen wir hiermit ausdrücklich zu.

Grundsätzliches

Im Orientierungspunktepapier zur dynamischen Netzentgeltkomponente adressiert die BNetzA die Entgeltkomponente mit Anreizfunktion, mit der gezielt das Nutzungsverhalten der Netznutzer beeinflusst werden soll. Entgeltkomponenten, die ausschließlich auf Anreize für Investitionsentscheidungen ausgerichtet sind, sind explizit von diesen Orientierungspunkten ausgenommen.
Die BNetzA verfolgt mit der zur Konsultation gestellten dynamischen Arbeitspreiskomponente das Ziel, Netzengpässe durch die angereizten Verhaltensänderungen zu entlasten und die Redispatch-Kosten zu reduzieren. Es sollen die Grenzkosten einer tatsächlichen Einsatzentscheidung abgebildet werden, sodass im Idealfall der jeweilige Engpass aufgehoben wird. Demnach soll die dynamische Arbeitspreiskomponente ortsbezogen und dynamisch zeitvariabel sowie symmetrisch ausgestaltet sein.
EnBW lehnt die Einführung des von der BNetzA konsultierten Modells der dynamischen Netzentgeltkomponente für alle Nutzergruppen – Verbraucher, Einspeiser und Speicher – ab. Der Fokus der Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion sollte nicht nur auf Engpasssituationen, sondern auf eine grundsätzliche Optimierung der Netzbelastung gelegt werden, um eine effiziente Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazität zu erreichen. Das skizzierte Modell der BNetzA lässt auf Basis der bislang bekannten Informationen zudem keine umfassende Bewertung zu.

Verteilungseffekte intransparent

Es muss nachvollziehbar dargelegt werden, wie regionale Engpässe in Deutschland verteilt sind und wie daraus Preissignale auf unterschiedlichen Netzebenen ermittelt werden. Wir gehen zum jetzigen Zeitpunkt davon aus, dass die Auswirkungen einer dynamischen Netzentgeltkomponente auf Basis des BNetzA-Modells regional unterschiedlich sein werden. Entsprechend der heutigen Redispatch-Mengen ist davon auszugehen, dass Verbraucher in den Regelzonen von Amprion und TransnetBW in West- und Südwestdeutschland häufig hinter dem Engpass liegen. Das bedeutet, dass sich bei einer Umsetzung dynamischer Netzentgelte auf Basis von ÜNB-Engpässen eine strukturelle Mehrbelastung für Verbraucher in diesen Regionen ergeben könnte, da sie überwiegend mit einem Preisaufschlag als Anreiz zur Verbrauchsreduktion konfrontiert wären. Verbraucher in diesen Regionen und mit geringem Flexibilisierungspotenzial müssten bei verpflichtender Teilnahme somit mit höheren Netzkosten rechnen. Dieser Umstand ergibt sich rein durch die regionale Verteilung von Netzengpässen und steht nicht im Zusammenhang mit einem grundsätzlich unerwünschten Kunden- oder Netzbetreiberverhalten. Insofern könnte der Vorschlag der BNetzA eine ähnliche Wirkung wie ein Strompreiszonensplit entfalten. Diese möglichen Verteilungswirkungen sollten bei der Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte im Voraus eingehend geprüft, transparent und nachvollziehbar abgeschätzt und veröffentlicht werden.

Engpassprognose fehlerbehaftet

Die Voraussetzungen für Netzzustands- und Engpassprognosen sind zumindest in den höheren Spannungsebenen grundsätzlich vorhanden. Prognosefehler – insbesondere bei Wetterprognosen – sind jedoch unvermeidbar und führen zu Unsicherheiten in der Weiterverarbeitung dieser Daten. Im Vortrag der Übertragungsnetzbetreiber beim BNetzA-Expertenaustausch zum Thema dynamische Netzentgelte am 14. Januar 2026 wurde überaus deutlich, dass insbesondere im Hinblick auf die Engpasssituation keine klaren, wiederkehrenden Muster zu erkennen sind und ein

Engpass sich nur mit sehr kurzem zeitlichem Vorlauf zuverlässig prognostizieren lässt. Die Übertragungsnetzbetreiber kommen zu dem Ergebnis, dass Engpässe nicht mit der für den Markt erforderlichen Qualität vorhergesagt werden können, um ein wirksames dynamisches Netzentgelt bereits vor dem Day-Ahead-Marktschluss zu veröffentlichen. Tendenziell gilt, je niedriger die Spannungsebene, desto herausfordernder wird es für Netzbetreiber, eine zuverlässige Engpassprognose zu erstellen. Das liegt vor allem daran, dass auf diesen Ebenen deutlich mehr Leitungsstränge und Einspeiseanlagen technisch berücksichtigt werden müssen.

Unbekannte Preissensitivität der Netznutzer und fehlende Kontrollmöglichkeit
Neben der Prognosefähigkeit stellt insbesondere die preisliche Bewertung des Engpasssignals, um Netznutzerverhalten entsprechend zu steuern, eine kaum lösbare Herausforderung dar. Die mit dem Modell vorgeschlagene Bestimmung dynamischer Netzentgelte auf 15-Minuten-Basis, die vor und hinter jedem Netzengpass unterschiedlich ausfallen, ist hochkomplex und die Reaktionen der Netznutzer auf derartige Preissignale sind mangels Beobachtungspunkten heute nicht abschätzbar. Das gewünschte Netznutzungsverhalten, das durch dynamische Arbeitspreise erzielt werden soll, die am Vortag ermittelt werden, kann nicht effektiv in Netzregion und Höhe kontrolliert werden und wirkt damit entweder zu restriktiv oder unzureichend für eine Entlastung der Netze. Ein „optimales“ Auflösen des Netzengpasses durch Anreizsetzung ist daher nahezu unmöglich. Potenzielle Fehl- oder zu starke Anreize verursachen zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten.

Mangelnde Umsetzbarkeit
Neben der Engpassermittlung sowie der Kalibrierung des Preissignals sind insbesondere die erforderlichen operativen Abwicklungsprozesse für sämtliche Marktrollen von Bedeutung. Aufgrund der Erfahrungen mit umfangreichen Umsetzungsprojekten in der Branche in den vergangenen Jahren ist es aus EnBW-Sicht essenziell, diesem Aspekt besondere Aufmerksamkeit zu schenken.
Für eine praxistaugliche Einführung des von der BNetzA zur Konsultation gestellten Modells wären Massentauglichkeit, Standardisierung und klare Abrechnungsrollen zwingend erforderlich. Insbesondere die Vielzahl der Kunden in den unteren Spannungsebenen bedeutet für eine Umsetzung sehr hohe Anforderungen an IT- und Abwicklungsprozesse für Abrechnung, Messsysteme, Ersatzwertbildung und die Weitergabe von Preissignalen über verschiedene Netzebenen. EnBW sieht im vorgeschlagenen Modell ein komplexes, personalintensives und fehleranfälliges System mit zusätzlichen Abrechnungsbeziehungen, hohen Auswirkungen auf Vertriebe, sinkender Kundentransparenz sowie kaum praktikablen Veröffentlichungspflichten. Der vorgeschlagene Start 2029 wäre aus Sicht der EnBW unrealistisch.

Kosten-Nutzen-Analyse notwendig
Das Kosten-Nutzen-Verhältnis aus volkswirtschaftlicher und systemischer Sicht der Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente muss für jede Einführungsstufe klar positiv ausfallen, damit dynamische Netzentgelte nicht zum Selbstzweck werden. Aufgrund des Aufwands und der vorhandenen Prognosefehler bei der Engpassprognose sehen wir zum aktuellen Zeitpunkt kein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis der vorgeschlagenen dynamischen Netzentgeltkomponente. EnBW fordert die Durchführung und Berücksichtigung solcher Kosten-Nutzen-Betrachtungen.

Alternativer Ansatz
Aus unserer Sicht ist ein evolutionäres Vorgehen erforderlich, um fortlaufenden Erkenntnisgewinn und technischen Fortschritt im Zeitablauf berücksichtigen zu können. **Wir befürworten daher ein schrittweises Vorgehen bei der Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten. EnBW lehnt das von der BNetzA konsultierte Modell ab.** Als sinnvoll erachten wir ein statisch-zeitvariables

Netzentgelt als Weiterentwicklung des Modul 3 innerhalb der § 14a-Netzentgelte. Hierbei kann die bereits vorhandene Regelung mit granularen Optionsmöglichkeiten bei der Gestaltung der Zeitfenster weiterentwickelt und für weitere Nutzergruppen geöffnet werden. Auf diese Weise kann netzdienliches Verhalten wirksamer angereizt und somit zu einer ersten Entschärfung kritischer Netzengpasssituationen beitragen werden. Als weitere Ansatzpunkte wären für bestimmte Nutzergruppen eine Erhöhung der zeitlichen Granularität in der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und individuelle Netzanschlussverträge (FCAs) zu prüfen.