Kraken Labs Limited Zweigniederlassung
Deutschland | August-Everding-Straße 25 | 81671
München

Berlin, 27. Februar 2026

Stellungnahme zum BNetzA AgNes Orientierungspapier (GBK-25-01-1#3): Dynamische Netzentgeltkomponente

Der Vorschlag zur Einführung eines dynamischen Arbeitspreises ist ein entscheidender Schritt für den deutschen Strommarkt und das deutsche Stromnetz. Die Abkehr von veralteten statischen Preismodellen ist nicht mehr optional, sondern unerlässlich, um die detaillierten Echtzeit-Preissignale zu liefern, die erforderlich sind, um Anreize für ein wirtschaftlich und physikalisch optimales Verhalten von dezentralen Speicheranlagen, Elektrofahrzeugen (EVs) und flexiblen industriellen und privaten Verbrauchern zu schaffen.

Wir unterstützen die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises und das im Orientierungspapier vorgestellte Gesamtkonzept ausdrücklich. Der vorgeschlagene Entwurf stellt einen entscheidenden Schritt hin zu einer Anreizstruktur dar, die netzdienliches Verhalten fördert und damit direkt auf die zentralen Herausforderungen eingeht, denen sich das Stromnetz in Zukunft stellen muss. Die im Orientierungspapier dargelegten Zielsetzungen entsprechen dem Ausmaß der Herausforderungen, denen sich Übertragungs- und Verteilungsnetze in einer sich wandelnden Energielandschaft gegenübersehen.

Der direkte Zusammenhang zwischen dem Preisniveau des dynamischen Arbeitspreises und den Kosten des Engpassmanagements ist sowohl logisch als auch kostenreflexiv und richtet den Preismechanismus klar auf seine Ziele aus. Die vorgeschlagene zeitliche Granularität von 15 Minuten in Verbindung mit der Veröffentlichung des Preisprofils vor dem Day-Ahead-Markt wird es den Nutzern ermöglichen, Netzpreissignale in ihre Marktgebotsstrategien einzubeziehen. Ebenso wichtig ist, dass das Preissignal symmetrisch ist und sowohl Anreize für die Entnahme aus dem Netz als auch für die Einspeisung in das Netz schafft. Darüber hinaus ist eine Kostenweitergabe von höheren zu niedrigeren Netzebenen wünschenswert, um sicherzustellen, dass Netznutzer bis hinunter zu

Kraken Labs Limited Zweigniederlassung Deutschland

Sitz: London, Vereinigtes Königreich

[redacted]

Eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts München
Handelsregister-Nr. 291701
USt-IdNr. DE365022637

Kontakt

Kraken Labs Limited Zweigniederlassung Deutschland
August-Everding-Str. 25
81671 München

den niedrigsten Spannungsebenen diesen Preissignalen ausgesetzt sind und zur Entlastung des Netzes beitragen können.

Der Schwerpunkt dieser Stellungnahme liegt darauf, den erheblichen Wert und die Dringlichkeit der frühzeitigen Einführung dynamischer Netzentgelte auf allen Netzebenen zu unterstreichen, wobei insbesondere die Mittel- und Niederspannungsebenen hervorgehoben werden. Die in dem Orientierungspapier zum Ausdruck gebrachte Zurückhaltung hinsichtlich der frühzeitigen Einbeziehung von Mittel- und Niederspannungsnetzbenutzern birgt die Gefahr, dass der wertvolle systemische Beitrag, den die Nutzer dieser Ebenen leisten können, verloren geht. Die Einführung dynamischer Stromtarife hat bereits gezeigt, dass diese Nutzer bereit und in der Lage sind, flexibel auf Preissignale zu reagieren.

Diese Stellungnahme verfolgt zwei Hauptziele:

- Aufzeigen der Risiken, die mit dem Betrieb paralleler Netzentgeltsystematiken auf verschiedenen Netzebenen verbunden sind.
- Vorschläge für zusätzliche Maßnahmen für eine kontrollierte, schrittweise Einführung dynamischer Netzentgelte.

Der Vorschlag der BNetzA ist zu Recht ambitioniert, um die zukünftigen Herausforderungen im Netz zu bewältigen. Es ist wichtig, dass diese Ambitionen auf den gesamten Markt angewendet werden und dass keine Ausnahmen für bestimmte Nutzergruppen gemacht werden.

Unterschiedliche Systeme auf verschiedenen Netzebenen erzeugen widersprüchliche Signale und verfehlen die Ziele dynamischer Netzentgelte.

Punkt 19. Kapitel 2 des Orientierungspapiers betrachtet eine verzögerte Einführung oder die Umsetzung von Übergangsregelungen auf den unteren Netzebenen, wobei insbesondere zeitvariable Netzentgelte ähnlich wie in Modul 3 des §14a EnWG erwogen werden. Ein dualer Systemansatz, selbst als Übergangssystem, ist mit verschiedenen erheblichen Risiken verbunden.

Statische Instrumente können die Variabilität der erneuerbaren Energieerzeugung und die damit verbundenen Netzengpässe nicht widerspiegeln.

Dezentrale flexible Verbrauchsanlagen, insbesondere Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, sind überwiegend auf der Niederspannungsebene angeschlossen, und ihre Lasten werden bis 2029 weiter deutlich zunehmen. Eine zentrale Herausforderung ist das „Herding-Phänomen". Dieses tritt auf, wenn flexible Geräte ausschließlich auf Signale des Großhandelsmarktes reagieren, ohne lokale Netzengpässe zu berücksichtigen. Beispielsweise kann eine Phase extrem niedriger oder negativer Großhandelspreise (verursacht durch hohe Wind- oder Solarleistung) dazu führen, dass Tausende von Elektrofahrzeugen gleichzeitig aufgeladen werden. In einem statischen Netzentgeltsystem kann diese koordinierte Reaktion einen neuen, künstlichen Nachfragespitzenwert erzeugen, der den lokalen Transformator überlastet.

Traditionelle statische, zeitvariable Instrumente wie die saisonalen Zeitvariablen-Arbeitspreise (Time-of-Use, ToU) gemäß § 14a EnWG Modul 3 sind grundsätzlich nicht geeignet, um diesem Problem zu begegnen. Diese ToU Arbeitspreise basieren auf historischen Durchschnittswerten und festen Zeitfenstern, wodurch sie für die stochastische Natur der erneuerbaren Energieerzeugung und die Echtzeit-Netzbelastung „blind" sind. Dies gilt insbesondere für Netzregionen, in denen die Stromerzeugung überwiegend aus Windenergie stammt. Diese Situation kann dazu führen, dass Verteilernetzbetreiber gemäß § 14a EnWG vermehrt auf das sogenannte Dimming zurückgreifen. Dieses Instrument ist jedoch sowohl ökonomisch ineffizient als auch potenziell vertrauensuntergrabend für die Verbraucher hinsichtlich der Elektrifizierung und sollte daher nur als äußerstes Mittel in Betracht gezogen werden.

Zeitvariable Arbeitspreise können paradoxe Signale erzeugen.

Ein statischer, zeitvariabler Arbeitspreis auf einer niedrigeren Netzebene und ein dynamischer Arbeitspreis darüber können ebenfalls zu paradoxen Signalen führen. Konkret kann es zu Situationen kommen, in denen das dynamische Preissignal auf der höheren Netzebene einen Anreiz für den Verbrauch in eine Richtung darstellt, ein Signal, das am Vortag auf der Grundlage von

Kurzfristprognosen gegeben wurde, während der ToU-Arbeitspreis auf den niedrigeren Netzebenen weiterhin ein Preissignal in die entgegengesetzte Richtung liefert. In einer solchen Situation könnten Netzbenutzer auf den niedrigeren Netzebenen den Bemühungen auf den vorangehenden Netzebenen direkt entgegenwirken. Dies ist nicht nur ein wirtschaftlich ineffizientes Ergebnis, sondern verstößt auch gegen den Grundsatz der „Verursachungsgerechtigkeit“ gemäß § 21 EnWG.

Die Einführung dynamischer Netzentgelte sollte kontrolliert und schrittweise erfolgen, aber vollständig mit den angestrebten Gestaltungselementen übereinstimmen.

Die Einführung dynamischer Netzentgelte in diesem Umfang ist ein ambitioniertes Vorhaben, das mit gewissen Risiken verbunden ist. Es bedarf Zeit und sorgfältiger Evaluation, um sowohl die optimale räumliche Auflösung (Granularität) als auch die Intensität der Preisanreize zu bestimmen. Diese Prüfungen sind zudem unerlässlich, um die genaue Reaktion der Netznutzer und die tatsächlichen Auswirkungen auf die Netzengpässe vollständig zu erfassen.

Um die Komplexität der anfänglichen Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente beherrschbar zu halten, ist ein schrittweises Vorgehen ratsam. Das Orientierungspapier schlägt hierfür zwei pragmatische Einschränkungen vor: die Begrenzung der Preissignalintensität und die Begrenzung des geografischen Geltungsbereichs auf größere Netzregionen. Eine geringere Preissignalintensität soll Überreaktionen des Marktes verhindern. Pilotprojekte wie Grids & Benefits haben gezeigt, dass bereits geringfügige Preissignale zu einer signifikanten Lastverlagerung führen können. Die Beschränkung auf wenige, größere geografische Preisregionen dient der Komplexitätsreduzierung, da dadurch weniger Verteilnetzbetreiber in mehrere Preisregionen fallen.

Diese Strategie gewährleistet die vollständige Einhaltung der Gestaltungsprinzipien des endgültigen Zielsystems, während gleichzeitig die anfänglichen Auswirkungen abgemildert, der Implementierungsaufwand reduziert und die Komplexität bewältigt werden. Durch diese Maßnahmen wird

ein reibungsloser Übergang zu den endgültigen Systemen ermöglicht, ohne zusätzliche Zwischenschritte oder Komplexitätsebenen zu verursachen.

Übergangslösungen müssen stringent auf das Zieldesign 2029 ausgerichtet sein und dürfen keine Fehlinvestitionen in veraltete Technologien darstellen. Beispielsweise wäre der Aufbau einer auf statische, saisonale Modelle (Modul 3) zugeschnittenen, komplexen IT- und Abrechnungsinfrastruktur eine ineffiziente Ressourcenbindung. Dies würde unweigerlich eine zweite, kostspieligere Umstellung für das endgültige dynamische System erfordern. Da sich der Markt, etwa durch dynamische Stromtarife, bereits hin zu einer 15-Minuten-Granularität entwickelt, würde die Einführung eines zeitvariablen Systems (ToU) einen Rückschritt bedeuten.

Ein weiterer Vorschlag für eine reibungslose, schrittweise Einführung ist die Nutzung eines gestaffelten dynamischen Profils. Dieses Modell wendet auf das grundlegende 15-Minuten-Netzgebührenprofil eine kleine Anzahl diskreter Preisstufen (z. B. 3 bis 5 Stufen wie „sehr niedrig“, „niedrig“, „mittel“, „hoch“, „sehr hoch“) auf Tagesbasis an. Obwohl dieser Ansatz die Genauigkeit bei der Preisgestaltung für die Überlastung reduziert, bietet er folgende drei wesentliche Vorteile:

- **Zukunftssichere Übergangslogik:** Es handelt sich um einen inkrementellen, vorwärtskompatiblen Schritt, der kein separates System erfordert. Durch die Nutzung derselben 15-Minuten-Datenarchitektur wird die Grundlage für eine spätere vollständige Dynamisierung gelegt und eine rein statische IT-Lösung vermieden.
- **Einfache Handhabung und Kommunikation:** Die Verwendung diskreter Stufen vereinfacht den Preisbildungs- und Kommunikationsprozess für Verteilernetzbetreiber. Das Preissignal ist für die Verbraucher leicht verständlich, während die Reaktionsfähigkeit auf Echtzeit-Marktsignale im 15-Minuten-Takt erhalten bleibt. Gleichzeitig wird die Logik in den Abrechnungssystemen trotz Beibehaltung der 15-Minuten-Granularität vereinfacht.
- **Regulatorische Flexibilität:** Dieser Ansatz verhindert, dass die Branche in einer starren "Modul 3"-Logik gefangen bleibt.

Die Einführung dynamischer Arbeitspreise ist vorerst auf Netznutzer in den

unteren Spannungsebenen beschränkt, die über ein intelligentes Messsystem verfügen. Gemäß §45 MsBG sieht die derzeitige Einführung intelligenter Zähler etwa 4,5 Millionen Messlokationen (MeLo) vor, von denen 90 % bis 2032 mit einem intelligenten Zähler ausgestattet sein sollen.

Obwohl der Anteil der bereits mit intelligenten Zählern ausgestatteten MeLo momentan noch relativ gering ist, bietet diese anfängliche Beschränkung eine gute Gelegenheit für die Einführung dynamischer Netzentgelte. Die geringere Anzahl der zunächst betroffenen Netznutzer ermöglicht in Kombination mit der Steuerbarkeit von Parametern wie der Intensität des Preissignals und der geografischen Granularität eine weniger komplexe anfängliche Umsetzung der dynamischen Arbeitspreise.

Standardisierte Plattformen, Software und Systeme sollen Interoperabilität auf dem gesamten Markt sicherstellen.

Für eine erfolgreiche Einführung dynamischer Netzentgelte in den unteren Netzebenen ist eine effektive und reibungslose Übertragung der Preissignale an die Endverbraucher sowie eine präzise Abrechnung unerlässlich.

Um zu vermeiden, dass Versorger und Aggregatoren mit landesweiten Flotten individuelle Schnittstellen zu jedem Verteilnetzbetreiber aufbauen müssen, ist, wie von der BNetzA in Kapitel 2 Punkt 20 vorgeschlagen, eine zentrale Plattform (API) erforderlich.

Eine weitere zentrale Maßnahme zur Beschleunigung der Einführung dynamischer Netzentgelte ist die Entwicklung einer **topologischen Zuordnungslogik**. Diese zentrale Datenbank soll jede MaLo-ID (Marktstandort) mit ihrer spezifischen topologischen Zuordnung (z. B. der zugehörigen Primär-/Sekundärumspannstation) verknüpfen. Im Anschluss daran muss jeder MeLo (Messpunkt) einer vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) definierten Preiszone zugeordnet werden.

Die Schaffung dieser Ressourcen sollte im Rahmen eines branchenweiten Prozesses unter Beteiligung unterschiedlicher Interessengruppen erfolgen.