Stellungnahme

Orientierungspunkte der BNetzA (GBK-25-01-1#3): Dynamische Netzentgeltkomponente

Berlin, 27. Februar 2026

Zielsetzung & Grundsätze

I. **Ein dynamischer Arbeitspreis kann über entsprechende Preissignale den Redispatchbedarf und Engpässe reduzieren:** Ein dynamischer Arbeitspreis ist hierfür das geeignetste Instrument und kann kurzfristig Anpassungen des Anlageverhaltens incentivieren. Diese kurzfristigen Signale sind besonders wichtig, da das Engpassgeschehen im deutschen Netz eine hohe Dynamik aufweist, die von der variablen erneuerbaren Erzeugung als auch dem grenzüberschreitendem Stromhandel abhängt. Ferner kann der Arbeitspreis die Grenzkosten zielgenau abbilden und ist in der Parametrierung leichter als andere Komponenten, wie beispielsweise der Kapazitätspreis.

II. **Dynamische Netzentgelte sollten sowohl für bestehende als auch absehbare Engpässe angewandt werden:** Preissignale können kurzfristige, strukturelle als auch langfristige Engpässe und Redispatch angehen. Der Rahmen für dynamische Entgelte sollte möglichst breit gespannt werden, um die notwendigen Netzausbaukosten weitgehend zu reduzieren. Selbstverständlich müssen aber die dynamische Komponente und der Netzausbau für die Behebung von etwaigen Engpässen in einer Abwägung miteinander betrachtet und verglichen werden.

III. **Preissignale müssen eine hohe zeitliche und räumliche Granularität aufweisen, um Engpässe zielgenau zu adressieren und eine gezielte Steuerungsfunktion zu erfüllen:** Engpässe und Redispatch können nur über lokale Signale mit kleinteiliger Auflösung ihre Rolle erfüllen. Hier ist, wie von der BNetzA skizziert, eine fünfzehnminütige Auflösung mit einer Differenzierung der Netzentgelte auch im selben Netzgebiet notwendig. So kann auch

im Rahmen der Preissignale eine entsprechende Standortsteuerung erfolgen, solange diese Signale transparent und vorhersehbar sind.

Grundlegende Fragen

I. **Verteilungseffekte sind zu erwarten und zielführend, um eine effiziente Netznutzung zu fördern:** Verteilungseffekte im Rahmen der dynamischen Komponente sind sinnvoll, da sie Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen. Eine Mehrbelastung für einige Marktteilnehmer sollte die Umsetzung der Maßnahme nicht verhindern oder gar verzögern, besonders da die dynamische Komponente sich vorerst an Netznutzer mit Speichern und intelligenten Messsystemen wendet. Diese wären daher grundsätzlich dazu fähig, auf entsprechende Preissignale über Änderungen ihrer Fahrpläne zu reagieren. Wenn sich die betroffene Anlage unter diesen Umständen aus Systemsicht problematisch verhält und zu erhöhten Redispatch und Engpässe beiträgt, sollte der Netznutzer dafür einer Mehrbelastung über die dynamische Komponente unterliegen. So wird dieser incentiviert, seine Optimierungs- und Dispatchlogik anzupassen, beispielsweise über die Vermarktung in einem virtuellen Kraftwerk, um diese Mehrkosten für das dynamische Entgelt langfristig zu vermeiden.

II. **Jegliche Reduzierungen der Spreizung und Variabilität der dynamischen Komponente sind zu vermeiden:** Ober- und Untergrenzen für die Variabilität der dynamischen Entgeltkomponente reduzieren künstlich das Potential der Anreizfunktion für Speicher. Eine sukzessive Ausweitung der Variabilität ist auch nicht zielführend, da diese zu versunkenen Kosten in der Netzinfrastruktur führen würde, die in erster Linie über eine volldynamische Komponente vermieden würden. Dies konterkariert auch die konzeptionelle Unterteilung der Entgeltkomponente in Finanzierungs- und Anreizfunktion. Die Anreizfunktion muss rein darauf ausgelegt sein, eine netzdienliche Verhaltenssteuerung der Anlagen vorzunehmen. Mehrbelastungen, die über hohe Entgelte entfallen, sind auch wie im vorherigen Punkt skizziert nicht problematisch, da die Maßnahme sich vorerst explizit an flexible Anlagen wendet, die in der Lage sind, auf diese Signale zu reagieren. Wenn für diese Signale das größte Maß an Variabilität gilt, dann kann das maximale Flexibilitätsvolumen freigeschaltet werden. So kann eine Ausgangslage erzielt werden, wo weitere Leistung nicht notwendig ist, um Engpässe und Redispatch zu beheben. Für Netznutzer, die eine geringere Flexibilität vorweisen, wie reine Verbraucher und Einspeiser, könnte nach der späteren Einführung der

dynamischen Komponente eine reduzierte Spreizung angedacht werden. Da diese nicht dasselbe Maß an Potential haben, flexibel zu reagieren, sind hier pauschale Mehrbelastungen über ein dynamisches Entgelt denkbar, die möglichst reduziert oder vermieden werden sollten.

III. **Eine Weitergabe und Abrechnung der dynamischen Entgeltkomponente sowie Optimierung anhand dieser Signale muss für nachgelagerte Netzebenen ermöglicht werden:** Nachgelagerte Netzebenen tragen zur Behebung von Engpässen und Redispatch bei. Dieses Verhalten sollte den betroffenen Anlagen sauber angerechnet werden können. In der Umsetzung muss das Preissignal aber den Anlagen zur Verfügung stehen, um eine entsprechende Optimierung zu ermöglichen. Wenn dies nicht gewährleistet werden kann, dann ist das Instrument nicht zweckgerecht und nachgelagerte Netzebenen können pauschal einer Mehrbelastung unterliegen, ohne dass sie dazu in der Lage sind, auf diese Signale entsprechend zu reagieren. Die dynamische Komponente muss daher über eine zentrale Datenschnittstelle oder Plattform für Optimierer und Aggregatoren veröffentlicht werden, um Anpassungen der Fahrpläne von Anlagen in nachgelagerten Netzebenen zu ermöglichen.

IV. **Alle Netzbetreiber müssen verpflichtend die dynamische Komponente anbieten und diese obligatorisch für alle Standalone- und Multi-Use-Speicher bis Anfang 2029 einführen:** Wenn dies nicht der Fall ist, können sich Anlagen, die sich aus Netzsicht problematisch verhalten, dem dynamischen Entgelt über einen Opt-out ihren verursachten Mehrkosten entziehen. Ferner werden sich, wenn die Maßnahme nicht verpflichtend umgesetzt wird, einige Teilnehmer rein aus Risikoaversion den dynamischen Netzentgelten nicht aussetzen. In diesem Zusammenspiel würden Engpässe und Redispatch verschärft und der dynamischen Komponente erhebliches Potential vorenthalten. Außerdem muss die Umsetzung der Komponente anhand der entwickelten Vorgaben regelmäßig von der BNetzA überprüft werden, um eine entsprechende Implementierung und Signalwirkung zu gewährleisten.

Differenzierung nach Netzebene

I. **Engpässe in allen Netzebenen sollten von Beginn an über die dynamische Komponente behoben werden:** Im Rahmen der Ultima-Ratio-Eingriffe über §14a EnWG muss der Netzbetreiber selbst in der Niederspannung eine Beobachtbarkeit des Netzes bis Anfang

2029 ermöglichen. Eingriffe können ab 2029 nur anhand einer Netzzustandsermittlung basierend auf Echtzeit-Messwerten erfolgen, um drohende Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Netzes zu vermeiden. Da die Maßnahme nicht präventiv angewendet werden kann, fügt sich die dynamische Komponente exzellent in diese Struktur ein, um notwendige Ultima-Ratio-Eingriffe präventiv zu vermeiden. Eine Umsetzung für Engpässe in allen Netzebenen ist auch mit Blick auf die Erfahrung in anderen Ländern möglich. Hier genügt ein Blick nach Großbritannien. Hierbei handelt es sich zwar nicht um Netzentgelte, aber Day-Ahead Auktionen, die im Rahmen von lokalen Flexibilitätsmärkten stattfinden, um Engpässe in der Niederspannung marktorientiert zu beheben. Seit April 2024 werden im Netzgebiet von UKPN täglich diese Day-Ahead-Auktionen basierend auf Engpassprognosen der Niederspannung ausgeschrieben und über die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen angegangen.

Adressierte Nutzergruppen

Standalone, Multi-Use und Heim- sowie mobile Speicher sollten alle bei der Umsetzung der dynamischen Anreizfunktion priorisiert werden: Standalone-Speicher weisen zwar eine höhere Flexibilität auf, sind aber in geringerem Umfang vorhanden. Aktuell liegt die installierte Leistung von Heimspeichern bei knapp 13.6 GW, während Großspeicher eine Leistung von 2.8 GW aufweisen. Dieses Potential wird sich perspektivisch noch erheblich über den Ausbau des Vehicle-to-Grid-Fähigkeiten erhöhen. Es sind bereits jetzt ungefähr 1 Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen, deren Batteriekapazitäten schon bei ca. 50 GWh liegt. Zur Einordnung der Größenordnung: Die Summe aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke liegt bei 40 GWh. Über das definierte Ziel von 15 Mio. Elektrofahrzeugen bis 2030 könnten dieses Potential perspektivisch auf 750 GWh ansteigen. Unabhängig von der geringeren installierten Leistung weisen Großspeicher auch nicht die gleiche geografische Verteilung auf, die für die Behebung von deutschlandweiten Netzengpässen erforderlich ist. In diesem Rahmen wird der Maßnahme eine signifikante Leistung vorenthalten, um Engpässe und Redispatch zu adressieren. Auf Seiten der Netzbetreiber erhöht sich der Einführungsaufwand auch nicht erheblich, nur die Leistung, die tatsächlich die Probleme im Netz beheben kann. Falls die BNetzA diesen Schritt nicht verpflichtend für alle Speicher umsetzen sollte, könnte eine Opt-in Logik geschaffen werden.

So können auch befürchtete Mehrbelastungen für ungesteuertes Verhalten vermieden werden.

Bemessung, Weitergabe und Abrechnung

I. **Symmetrisches Design für Ein- als auch Ausspeisung mit hoher zeitlicher sowie räumlicher Granularität ist die Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Implementierung:** Ein symmetrisches Design, das sowohl für Ein- als auch für Ausspeisung gilt, ist für eine effektive dynamische Komponente unerlässlich, um Speicherleistung sowohl vor als auch hinter dem Engpass freizuschalten. Mit dieser Ausgestaltung wird auch kein Anlagenstandort systematisch benachteiligt. Ferner müssen die Preissignale auch vollständig dynamisch sein. Die fünfzehnminütige Auflösung fügt sich auch gut in die gehandelten Produkte im Großhandel ein. Die hohe räumliche Auflösung ist notwendig, um Engpässe granular zu beheben und keine neuen Verzerrungen für den weiteren Netzbetrieb einzuführen.

II. **Veröffentlichung der dynamischen Netzentgelte inklusive der Zusammensetzung der Komponenten ermöglichen:** Unterschiedliche Preissignale müssen klar auseinander gerechnet werden können, um eine Optimierung von Anlagen in unterschiedlichen und nachgelagerten Netzebenen zu ermöglichen. Diese müssen wie bereits skizziert auch über eine zentrale oder dezentrale Plattform und Schnittstelle veröffentlicht werden, sodass Optimierer, Aggregatoren und Energiemanagementsysteme darauf nahtlos zurückgreifen können.

III. **Möglichkeiten für Intraday Anpassungen der dynamischen Komponente schaffen:** Grundsätzlich ist die dynamische Komponente sehr zu befürworten, aber kann mittels der Day-Ahead-Festlegung nur bedingt gewisse Engpässen adressieren. Aufgrund von falschen Prognosen, Änderungen der Wetterlage, und einer verstärkten Verschiebung vom Trading-Volumen in den Intraday-Handel könnten diese Preissignale sogar gegebenenfalls die Engpässe im System weiter verschärfen. Daher sollten auch für die Netzbetreiber Optionen geschaffen werden, das dynamische Netzentgelt noch perspektivisch bis vor Gate Closure anzupassen. Da dies noch erhebliche Komplexität zur Parametrierung beiträgt, könnte über eine gestaffelte Einführung nachgedacht werden.

Kontakt:

[redacted]
Vice President Public & Regulatory Affairs
politik@enpal.de

Über Enpal:

Enpal bietet eine integrierte Gesamtlösung für dezentrale Energie – mit Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Herzstück ist die KI-gestützte Stromhandelsplattform Enpal.One+, die zehntausende Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und Strombezug sowie -einspeisung am Strommarkt intelligent optimiert. Seit der Gründung 2017 in Berlin etablierte sich Enpal als Marktführer für Solaranlagen in Europa, als Marktführer für Wärmepumpen in Deutschland, sowie als größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter in Deutschland. Heute vertrauen mehr als 100.000 Kundinnen und Kunden mit über 300.000 dezentralen Energieanlagen auf Enpal. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf LinkedIn.