

Dynamische Netzentgelte: Chancen, Risiken und der Bedarf an datenbasierter Kosten-Nutzen-Analyse

Stellungnahme von EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e. V. zum Festlegungsverfahren AgNes der Bundesnetzagentur – hier: Orientierungspunkte „Dynamische Netzentgeltkomponente“ vom 17.12.2025

Berlin, 27.2.2026 – Die Einführung dynamischer Netzentgelte birgt aus Sicht von Energy Traders Deutschland Chancen und Risiken. Bei richtiger Ausgestaltung besteht das Potential, die Kosten der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Netzengpassmanagement zu reduzieren. Es besteht aber auch das Risiko, dass dieser Effekt ausbleibt und dadurch die Funktionsfähigkeit der Märkte eingeschränkt wird. Es fehlt bislang eine fundierte, datenbasierte Kosten-Nutzen-Analyse, die die tatsächlichen Effekte auf Netzengpassmanagement und Gesamtkosten transparent macht – eine unverzichtbare Grundlage für eine verantwortungsvolle Reform. Denn die praktische Umsetzung ist komplex: Netzbetreiber und Marktteilnehmer stehen vor großen Herausforderungen bei Parametrisierung, Prognose und technischer Ausstattung. Statt einer vollständigen Dynamisierung erscheint zunächst eine behutsame Weiterentwicklung pauschaler Lösungen sinnvoller, die auch zeitvariabel und symmetrisch ausgestaltet werden können. Kritisch bewerten wir Überlegungen, Erzeuger und Speicher stärker mit Netzentgelten zu belasten, da dies Investitionen und den dringend notwendigen Ausbau beeinträchtigen könnte. Wichtig – auch für den langfristigen Energiehandel – sind zudem Markttransparenz und Planbarkeit. Sollten dynamische Netzentgelte eingeführt werden, ist eine frühzeitige Veröffentlichung der Entgelte spätestens vor Day-Ahead-Auktion und Regelernergieausschreibung unabdingbar.

Einleitend seien einige Überlegungen der Bundesnetzagentur vorangestellt:

- Zielsetzung der BNetzA ist es, mit dynamischen Netzentgelten, Netznutzer anzureizen ihr Verhalten so zu verändern, dass Redispatch vermieden wird. Das dynamische Netzentgelt wäre ein regional und zeitlich differenzierter Arbeitspreis. Adressaten der dynamischen Netzentgelte wären alle Netznutzergruppen (Verbraucher, Einspeiser und Speicher), wobei zunächst mit Stand-Alone Speichern begonnen werden soll.

- Die regionale Differenzierung gilt es noch zu definieren. Im BNetzA-Papier werden 22 Regionen beispielhaft genannt. Es ist jedoch auch von einer weitaus tieferen Granularität die Rede, nämlich von einer möglichen Aufteilung pro Umspannwerk.
- Dynamische Netzentgelte sollen symmetrisch sein, sodass innerhalb von jedem Netzbereich sich Netzentgelte für vor und hinter dem betreffenden erwarteten Netzengpass nur im Vorzeichen unterscheiden.
- Das dynamische Netzentgelt soll „idealerweise“ vor der Regelleistungsauktion am Vortag (also vor 8 Uhr) festgelegt werden, für jede Viertelstunde, in der ein Engpass erwartet wird.

Unsere Kommentare zum Eckpunktepapier „Dynamische Netzentgelte“ im Einzelnen:

Grundlegende Anmerkungen

Fehlende datenbasierte Kosten-Nutzen-Analyse nachholen

Die von der Bundesnetzagentur vorgesehene Anreizfunktion eines dynamischen Arbeitspreises in der Netzentgeltsystematik eröffnet bei passender Ausgestaltung Chancen, birgt aber auch erhebliche Risiken. Eine belastbare Kosten-Nutzen-Analyse zu den dynamischen Netzentgelten fehlt bislang völlig. Es reicht nicht aus, allgemeine Kosten-Nutzen-Analysen zu zitieren, da Aufwand und Nutzen maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung des Entgeltmodells sowie dem jeweiligen Markt- und Regulierungsumfeld abhängen.

Es ist essenziell, dass anhand konkreter Modellrechnungen nachvollziehbar dargelegt wird, wie groß die erwarteten Einsparungen durch dynamische Netzentgelte tatsächlich sind und welche Effekte die Maßnahmen auf die Kosten des Netzengpassmanagements und die Gesamtkosten aller Beteiligten haben. Dabei sollten auch die Effekte auf Marktgeschehen und Investitionstätigkeit beleuchtet werden. Ohne diese Analyse fehlt die Grundlage für eine begründete Festlegung zu einer solch weitreichenden Netzentgeltreform. Wir bitten die Bundesnetzagentur ausdrücklich, eine Modellrechnung mit einer Kosten-Nutzen-Analyse ihrer Vorschläge vorzulegen.

Behutsamer Einstieg durch schrittweises Vorgehen und pauschale Lösungen, um notwendige Erfahrungen systematisch zu sammeln

Sowohl die Parametrisierung des dynamischen Netzentgelts durch die Netzbetreiber als auch dessen Prognose und Kalkulierbarkeit durch die Marktteilnehmer erscheint überaus

herausfordernd. Im Detail gehen wir nachfolgend auf diese Herausforderungen ein. Zudem sind grundlegende Voraussetzungen für ein derart komplexes System zu schaffen: Netzbetreiber müssen ihren Netzzustand präzise erfassen können, während Einspeiser, Speicher und Verbraucher über geeignete intelligente Mess- und Steuereinrichtungen erreichbar sein müssen. Darüber hinaus sind standardisierte Prozesse und Formate für die Marktkommunikation sowie eine reibungslose Koordination der Netzbetreiber untereinander zu entwickeln, flächendeckend auszurollen und einsatzbereit sein.

Statt die von der Bundesnetzagentur skizzierte vollständige Dynamisierung direkt umzusetzen, sollte daher zunächst ein behutsamer Ansatz verfolgt werden. Es ist wichtig, das Risiko zu minimieren, dass dynamische Netzentgelte zu einer Verschärfung von Netzungspässen führen.

Eine Lösung zum Einstieg in die Dynamisierung könnten pauschale Ansätze sein, wie etwa die Weiterentwicklung zu zeitvariablen, symmetrischen Entgelten bezogen auf Hoch- und Niedriglastfenster oder ein Ampelsystem. Eine solche einfachere und besser planbare Systematik ermöglicht es, die praktischen Auswirkungen der Dynamisierung fundiert zu bewerten und anhand der gewonnenen Erfahrungen schrittweise weiterzuentwickeln.

Erzeuger und Speicher nicht belasten

Stromerzeugungsanlagen mit Netzentgelten zu belasten wäre ineffizient und würde die Gesamtkosten für die Verbraucher nicht reduzieren. In dieser Frage werden wir uns beim entsprechenden Orientierungspapier gern einbringen. Auch die Belastung von Stromspeicheranlagen mit Netzentgelten betrachten wir kritisch. In der Abwägung der Vor- und Nachteile halten wir dynamische Netzentgelte jedoch für vorzugswürdig gegenüber einer Belastung über die Finanzierungskomponente. Auch zu Speicherentgelten werden wir eine gesonderte Stellungnahme einreichen.

Flexibilitätshemmnisse abbauen

Arbeitsbasierte Netzentgelte können flexibilitätshemmend wirken, bspw. wenn bei niedrigen/ negativen Preisen in einem überspeisten Teilnetz der Anreiz, Strom zu verbrauchen, geschwächt wird. Das zu adressieren, ist sinnvoll. Dynamische Netzentgelte wie von der BNetzA vorgeschlagen bieten in dieser Hinsicht Chancen, sind aber nicht die einzig mögliche Lösung und bergen auch Risiken. Diese Chancen und Risiken wollen wir im Folgenden diskutieren.

Chancen

Dynamische Netzentgelte reizen bei richtiger Ausgestaltung netzdienliches Verhalten flexibler Netznutzer an und reduzieren somit die Redispatch-Kosten der Netzbetreiber

Flexible Netznutzer reagieren bislang nur auf das Großhandelspreissignal und nicht auf netztopologische Gegebenheiten. Dynamische Netzentgelte geben bei richtiger Ausgestaltung einen zusätzlichen ökonomischen Anreiz zu netzdienlichem Verhalten flexibler Netznutzer. Dieser Anreiz überlagert den ökonomischen Anreiz zu rein marktdienlichem Verhalten. Die daraus resultierende Verhaltensänderung der Netznutzer würde die Kosten der Netzbetreiber in Verbindung mit dem Engpassmanagement (Redispatch), die Notwendigkeit einschränkender flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) und die Notwendigkeit für den Einsatz von Netzboostern verringern. Die (verbleibenden) Kosten des Engpassmanagements werden allerdings durch dynamische Netzentgelte nicht reduziert, sondern lediglich vom Netzbetreiber auf den Netznutzer verlagert.

Dynamische Netzentgelte können Anreize zur netzdienlichen Standortwahl für neue Anlagen verstärken

Projektentwickler und Investoren würden einen Anreiz erhalten, bei zukünftigen Projekten tendenziell Standorte zu bevorzugen, an denen mit hoher Wahrscheinlichkeit marktdienliches und netzdienliches Verhalten perspektivisch korrelieren bzw. zumindest nicht antikorrelieren. Neben anderen Kriterien würde somit auch das Kriterium der Netzdienlichkeit beim Zubau flexibler Netznutzer über entsprechende ökonomische Anreize in die Standortwahl einfließen.

Risiken

Dynamische Netzentgelte verringern Markttransparenz und Liquidität

Um Redispatch zu vermeiden, müssten dynamische Netzentgelte die Grenzkosten der Netznutzer so verändern, dass sich ihr Platz in der Merit Order in einem Ausmaß verändert, das in einer Veränderung des Netznutzungsverhaltens resultiert. Weil dynamische Netzentgelte nicht vorhersehbar sind, induziert dies signifikante Unsicherheit in die Prognose des Marktergebnisse. Somit ist Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Marktergebnisses verringert, was letzten Endes auch die Teilnahme an gehandelten Märkten (Termin-, Day-Ahead und Intraday) mit Unsicherheit belegt, behindert und die Liquidität beschädigen könnte. Dieser Effekt wäre besonders gravierend bei Einspeisenentgelten.

Dynamische Netzentgelte erschweren Hedging insbesondere von Erzeugungsanlagen und schwächen Terminmärkte

Dynamische Netzentgelte verteuern und erschweren die eigene preisliche Absicherung. Wie soll man seinen eigenen Verbrauch (oder bei Einspeisenentgelten: die eigene Erzeugung), also die abzusichernde Menge, prognostizieren, wenn das eigene Verhalten kurzfristig von unvorhersehbaren dynamischen Netzentgelten gesteuert wird? Es ist also damit zu rechnen, dass das Volumen von preislicher Absicherung abnimmt und damit auch die Liquidität auf Terminmärkten. Bei Stromspeicheranlagen tritt dieser Effekt nicht auf. Bei Verbrauchern tritt dieser Effekt nur in dem Umfang auf, in dem Verbraucher überhaupt auf dynamische Netzentgelte reagieren können.

Exakte Parametrierung von dynamischen Netzentgelten ist nicht möglich

Eine exakte Parametrierung vor dynamische Netzentgelten ist nicht nur wünschenswert, sondern fundamental für die Zielwirksamkeit und Begründung eines solchen Eingriffs. Denn der Eingriff hat negative Nebenwirkungen und führt zu finanziellen Verschiebungen zwischen verschiedenen Netznutzern (einige Anlagen werden aufgrund ihres Standorts entwertet, während andere von zusätzlichen Gewinnen profitieren). Wenn die Parametrierung nicht exakt ist, lassen sich die erhofften Vorteile nicht realisieren und es besteht sogar im Einzelfall das Risiko, dass ein dynamisches Netzentgelt netzschädliches Verhalten anreizt. Die BNetzA hat es sich zum Ziel gesetzt, die Redispatch-Kosten im dynamischen Netzentgelt widerzuspiegeln. Dies erscheint uns mit Blick auf die praktische Umsetzung der vorliegenden Vorschläge nicht möglich. Zur Begründung hier einige Beispiele:

- Die viertelstunden- und lokationsscharfe Parametrierung ist nur ex-post exakt möglich. Je früher die Netzentgelte bekanntgegeben werden, desto ungenauer sind sie. Ein dynamisches Netzentgelt, das bis zum Lieferzeitpunkt angepasst werden kann, würde aber die Day-Ahead-, Intraday- und Regelleistungs-Märkte schwächen.
- Das dynamische Netzentgelt hat keinen Bezug zu den Opportunitätskosten des Netznutzers, da es die Redispatch-Kosten widerspiegeln soll. Dadurch erhalten Stromabnehmer in windreichen (bei Niedrigpreisen tendenziell überspeisten) Zonen Mitnahmeeffekte – sie werden für ihr ohnehin marktübliches Verhalten (Strom beziehen bei niedrigen Großhandelspreisen) belohnt. Andere Netznutzer erhalten zwar Anreize, die jedoch nicht unbedingt ausreichen, um ihr Verhalten zu ändern. So werden zwar Wohlfahrtseffekte verschoben, aber es wird kein Redispatch vermieden.

- Im Workshop äußerten Industrievertreter Zweifel an ihren Möglichkeiten, kurzfristig auf dynamische Netzentgelte zu reagieren. Ohne Verhaltensänderung entsteht kein Effizienzgewinn, sondern nur eine Kostenverschiebung, die Industriekunden belastet und finanzielle Unsicherheit schafft. Dies käme zu einem Zeitpunkt, zu dem die Politik eigentlich das Gegenteil erreichen möchte.

Die „vermiedenen Redispatch-Kosten“, die in AP3 abgebildet werden sollen, sind per Definition nicht im Voraus ermittelbar, da sie nicht statisch sind. In der Regel liegen jeweils mehrere Anlagen auf beiden Seiten des Engpasses. Welche Kosten aus einer Ein- oder Ausspeisung resultieren oder damit eingespart werden können, hängt also nicht nur vom Verhalten eines Netznutzers, sondern auch vom Verhalten aller anderen Netznutzer auf der gleichen Seite des Engpasses sowie vom Verhalten aller anderen Netznutzer auf der anderen Seite des Engpasses ab. Selbst für den gleichen Netznutzer dürften die verursachten Redispatch-Kosten pro MWh bei geringer eigener Netznutzung von den verursachten Redispatch-Kosten pro MWh bei hoher eigener Netznutzung abweichen. Dieser Komplexität kann ein im Voraus für jede Viertelstunde im Vorfeld festgelegter Arbeitspreis nicht gerecht werden.

Die Unsicherheit besteht zudem nicht nur darin, vorherzusagen, wann (in welchen Viertelstunden) ein dynamisches Entgelt erhoben wird, sondern auch, in welcher Höhe es erhoben wird (wie groß der Netzbetreiber den erwarteten Engpass einschätzt). Es ist nicht ausgeschlossen, dass derselbe Engpass an verschiedenen Tagen oder Viertelstunden zu unterschiedlichen erwarteten vermiedenen Redispatch-Kosten und damit zu dynamischen Netzentgelten in variierender Höhe führt.

Dynamische Netzentgelte sind nicht zwangsläufig erlösneutral

Die Erlösneutralität dynamischer Netzentgelte über alle Netznutzer lässt sich nicht erreichen, da das Verhalten der Netznutzer im Vorfeld nicht bekannt ist und sich die dynamischen Netzentgelte an den vermiedenen Redispatch-Kosten orientieren. Eine Erlösneutralität ergibt sich nur, wenn Erlöse auf der Einspeiseseite genau den Erlösen auf der Ausspeiseseite entsprechen würden. Es besteht also die Möglichkeit, dass Netznutzer in Summe durch das dynamische Netzentgelt belastet werden, oder dass das Gegenteil eintritt (was wiederum eine Erhöhung der Kosten in der Finanzierungsfunktion, also von AP1, AP2 oder KP notwendig machen würde).

Weitere Anforderungen an die Ausgestaltung

Entgelttransparenz vor Auktionen sicherstellen

Sollten dynamische Netzentgelte eingeführt werden, ist eine frühzeitige Veröffentlichung der entsprechenden Regelungen vor Day-Ahead-Auktion und Regelleistungsausschreibung unabdingbar, um Planungssicherheit und Markttransparenz zu gewährleisten. Vorschläge, die dynamischen Netzentgelte D-1 erst nach der Day-Ahead-Auktion oder gar erst Intraday zu veröffentlichen, lehnen wir ab. Das würde die Reaktionsmöglichkeiten auf das Engpasssignal erheblich einschränken.

Dynamische Netzentgelte und Vermarktungs-Vereinbarungen mit Dienstleistern oder PPA

Dynamische Netzentgelte beeinflussen nicht nur kurzfristig das Marktverhalten, sondern wirken sich auch auf langfristige Verträge aus. Dies betrifft bspw. Vereinbarungen, die der Anlagenbetreiber mit einem Dienstleister zur Nutzung der Batterie zur Marktoptimierung gegen eine feste Zahlung abschließt. Für den Anlagenbetreiber sind solche Optimierungsvereinbarungen wichtig, um Bankfinanzierungen besser abzusichern. Solche Vereinbarungen haben meist eine Laufzeit von 5 bis 10 Jahren. Diese Unsicherheit betrifft auch PPAs, in denen Strom über lange Zeiträume (teilweise über 15 Jahre) vermarktet wird und wo bei der Preisgestaltung eine Berücksichtigung dynamischer Netzentgelte sehr schwierig sein dürfte.

Um verlässliche Preise für diese Verträge zu kalkulieren, müssen die Auswirkungen von Netzentgelten vorhersehbar und kalkulierbar sein. Sind die Effekte erst am Vortag bekannt, lässt sich das Risiko nicht realistisch bewerten, was die Preisgestaltung erschwert.

Fazit: Die zuvor skizzierten negativen Auswirkungen dynamischer Netzentgelte wären auf der Erzeugungsseite besonders gravierend, auch bei RLM-Kunden könnten die Nachteile die Vorteile überwiegen. Deutlich geringer wäre die negativen Effekte, wenn voll dynamische Netzentgelte nur für Batteriespeicher gelten würden.

Über uns: Energy Traders Deutschland setzt sich ein für die Förderung des Energiehandels in offenen, transparenten und liquiden Großhandelsmärkten in Deutschland und in Europa – uneingeschränkt von Staatsgrenzen oder anderen Barrieren.