



Stellungnahme zu den Orientierungspunkten der BNetzA bezüglich der Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente

Deutschland muss ein kostengünstiges Stromsystem schaffen und das bestehende Netz viel besser auslasten. Wir begrüßen daher ausdrücklich die Initiative der Bundesnetzagentur, mit der Einführung einer dynamischen Komponente die Netzentgeltsystematik fundamental zu modernisieren.

Die Berechnung von dynamischen Netzentgelten auf Basis von Redispatch-Prognosen oder Trafo-Auslastungen ist praxisbewährt und technisch machbar. Das Papier plädiert daher für einen schnellen, pragmatischen Start für alle Netzbetreiber ab 2029, der von Beginn an auf eine spätere, feingranulare Ausgestaltung ausgelegt ist.

Im Folgenden gehen wir auf die spezifischen Punkte des Orientierungspapiers ein:

1. Zielsetzung: Warum wir dynamische Netzentgelte benötigen

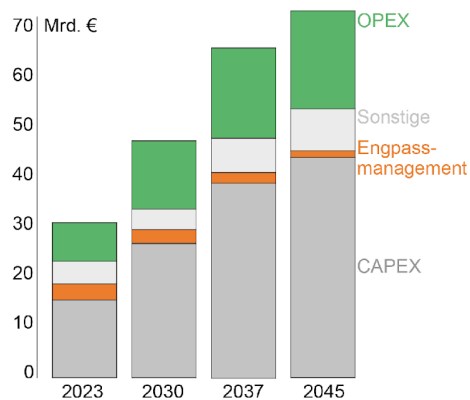
Die Einführung dynamischer Netzentgelte ist das effektivste Instrument zur **Kosteneffizienz** im zukünftigen Stromsystem.

- **Reduktion von Engpasskosten:** Die kurzfristigen Kosten für Engpassmanagement (Redispatch) haben Rekordwerte von 3-4 Mrd erreicht. Dynamische Entgelte adressieren dies direkt, indem sie Flexibilität genau in die Zeiten verschieben, in denen das Netz physikalisch noch Kapazität bietet. Eine Verlagerung weg von teuren, reaktiven Interventionen und hin zu einem vorausschauenden, datengestützten Management von Netzkapazität.
- **Vermeidung von Netzausbau:** Im Vergleich zu den prognostizierten Kosten für den Netzausbau sind die Kosten vergleichsweise gering. Eine ausführliche FTI Studie¹ zeigt, dass ein dynamisches Entgelt, zeitlich und örtlich differenziert, den geringsten Netzausbaubedarf und den niedrigsten Gesamtkosten erzeugt. Selbst wenn dynamische Netzentgelte nur die kurzfristigen Grenzkosten reflektieren, werden Engpässe besser aufgelöst und das Netz effizienter genutzt. Allein dadurch kann Netzausbau verzögert oder vermieden werden, da sich Ausbau unter anderem aus Engpassmustern ableitet.² Zusätzlich stellt der stark steigende gleichzeitige Redispatchbedarf eine sehr große Herausforderung für die Übertragungsnetzebene dar und gefährdet hier zunehmend die Systemsicherheit.

¹ FTI & SmartEN (2025) A roadmap for cost-reflective electricity network tariffs in the EU. https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf

² Über die Zeit erhöht sich die Spitzenlast (MW) und der relative Spitzenredispatchbedarf. Redispatch zu vermeiden wird also auch in Zukunft essentiell sein.

Abbildung 1 Geschätzte jährliche Netzkosten³



- **Integration neuer Lasten:** Mit dem Hochlauf von E-Mobilität und Wärmepumpen drohen ohne Preissignale neue Lastspitzen. Dynamische Netzentgelte verhindern dies präventiv, ohne dass harte Eingriffe (Dimmen) nötig werden.

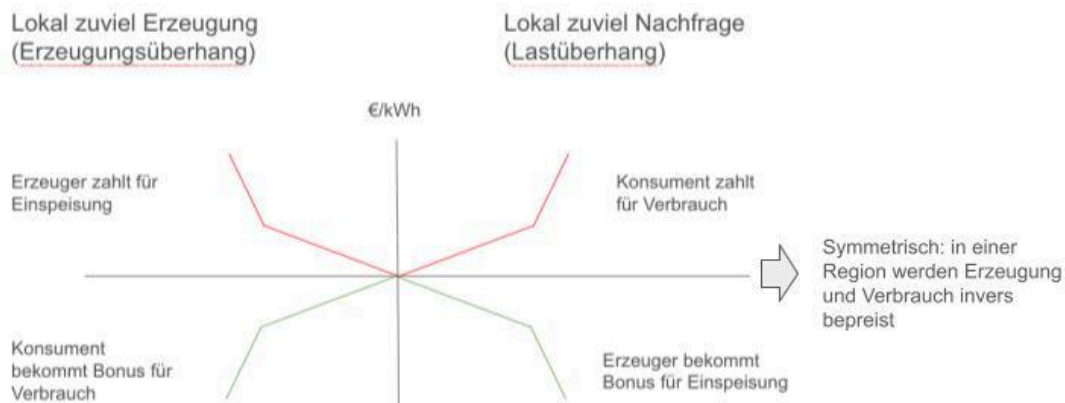
Das Pilotprojekt „Grids & Benefits“ zeigt, dass Netz-Preissignale Lasten signifikant (ca. 20–30 % der Lademengen) in netzdienlichere Fenster verschieben.

³ Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom, Frontier Economics und Consentec (2024). „Sonstige“: Verlustenergie und sonstige Systemdienstleistungen. „OPEX“: Betriebsmittel OPEX + Kosten Transformations-aufgaben und sonstige Kosten.

2. Grundlegende Ausgestaltungsfragen

Symmetrische Ausgestaltung: Wir unterstützen nachdrücklich die in Punkt 12 der Orientierungspunkte genannte symmetrische Ausgestaltung. Netzdienlichkeit muss in beide Richtungen honoriert werden. Wenn ein Verbraucher bei Lastüberhang für den Bezug zahlt (Malus), muss ein Einspeiser (z. B. ein Speicher), der im gleichen Moment den Engpass lindert, einen Betrag als Vergütung/Bonus erhalten.

Abbildung 2 Dynamische Netzentgelte



Freiwilligkeit vs. Verpflichtung in der Niederspannung: Für die Einführung von dynamischen Netzentgelten in der Niederspannung würde sich eine verpflichtende Einführung für flexible Nutzer (Smart Meter + Erzeugungsanlage/steuerbarer Verbrauchseinheit) anbieten. Die BNetzA schreibt in ihrem Orientierungspapier: "eine dynamische Entgeltkomponente [sollte] grundsätzlich nicht nur gegenüber den Netznutzern mit Anschluss an die Netzebene, in der der von der Entgeltkomponente adressierte Engpass liegt, angewandt werden, sondern auch gegenüber allen Netznutzern in nachgelagerten Netzebenen." (S.9)

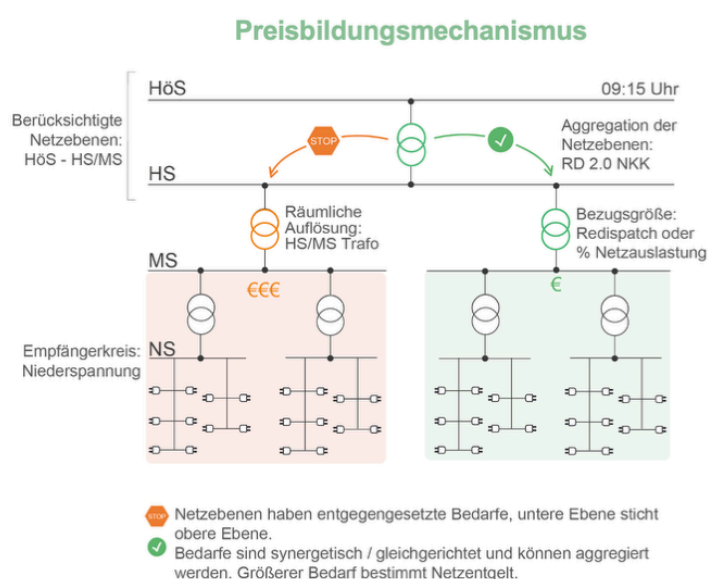
Dynamische Netzentgelte beziehen auch Prosumer verursachungsgerecht in die Netzentgeltsystematik ein. Diese beziehen Netzstrom vor allem in Zeiten hoher Last (z. B. Winterabende), wenn das dynamische Entgelt ihnen höhere Kosten zuweisen würde. Wer sich netzdienlich verhält (z. B. Einspeisung bei hoher Last oder Bezug bei Erzeugungsüberschuss), sollte belohnt werden. Ein dynamisches, symmetrisches Entgelt setzt somit Anreize für systemdienliches Verhalten statt der Eigenverbrauchsoptimierung.

Priorisierung der lokalen Ebene Die BNetzA plant eine Top-Down-Kaskadierung ("Die dynamische Arbeitspreiskomponente soll „top-down“ kaskadiert, also je Netzebene vorzeichengerecht addiert werden." S. 3). Bedarfe aus verschiedenen Netzebenen zu addieren ist eine mögliche Variante. Eine reine Top-Down-Logik kann dazu führen, dass nachgelagerte Netzebenen durch die Setzung des eigenen Netzentgelts das vorgelagerte Netzentgelt "aushebeln", ohne dass die vorgelagerte Netzebene dies vorab berücksichtigen kann. Außerdem kann der ÜNB nicht nachsteuern. Das führt zur Weitergabe nicht effizienter Preissignale.

Bei „Grids & Benefits“ haben wir deshalb auf die etablierte Netzbetreiberkoordination aus dem Redispatch 2.0 gesetzt.

Analog zum Redispatch 2.0-Mechanismus werden zunächst gleichgerichtete Flexibilitätsbedarfe über die Netzebenen hinweg geclustert (siehe Abbildung 3). Dabei ist entscheidend: die niedrigere Netzebene sticht in jeder Konstellation die höhere Netzebene. Bei gleichgerichteten Flexibilitätsbedarfen (z.B. Entlastung von Engpässen in der Mittelspannung und gleichzeitig in der Hochspannung) findet keine einfache Summierung der Bedarfe statt, sondern der größte prognostizierte Bedarf setzt den Gesamtbedarf und damit das dynamische Netzentgelt.

Abbildung 3 Koordination über Netzebenen⁴



Einbeziehung der Niederspannung: Aufgrund mangelnder Digitalisierung der Trafos in der Niederspannung haben wir im Piloten Netzentgelte auf der Ebene einzelner HS/MS Trafos berechnet. Unsere Ergebnisse haben gezeigt, dass einzelne Trafos, insbesondere in Sonne/Last-geprägten Netzen, sehr homogen ausgelastet sind und die räumliche Heterogenität gering ist. In Wind-geprägten Verteilnetzen, wie dem der EWE ist das jedoch nicht der Fall. Als pragmatische Anfangslösung halten wir eine geringe räumliche Auflösung für praktikabel, da kostentreibende Engpässe sich heute auch vorwiegend auf den hohen Spannungsebenen ergeben.

Durch E-Autos, Solar und Wärmepumpen entstehen aber zunehmend Engpässe in der Niederspannung. Das Instrument sollte daher perspektivisch Engpässe auf allen Ebenen umfassen. Es muss den VNB frei stehen, ab 2029 eigene Engpässe in die Berechnung der dynamischen Netzentgelte hinzuzufügen.

Finanzierungswirkung: Die konzeptionelle Unterscheidung in Finanzierungs- und Anreizfunktion ist verständlich. Es sollte zur Akzeptanz bei den Netzbetreibern beitragen, die Stabilität der Einnahmen fokussiert sind. Es wurde bereits von der BNetzA

⁴ Neon (2026) Abschlusspräsentation Grids & Benefits.

herausgestellt, dass Überlappungen bestehen: Eine dynamische Anreizkomponente hat auch finanzielle Auswirkungen. Die Einnahmen aus der dynamischen Arbeitspreiskomponente werden in der Realität nicht Null sein. Es ist wichtiger, dass die dynamische Komponente kostenreflektiv ausgestaltet wird, als dass am Ende auf Null saldiert.

Kombination mit anderen Instrumenten:

Dynamische Netzentgelte sind ein zentrales Instrument, um drohende Netzengpässe bereits frühzeitig, präventiv und vor allem kostengünstig aufzulösen, indem sie eine vorausschauende, marktbasierende Lastverschiebung anreizen. Sie sind jedoch keineswegs das einzige oder gar letzte Werkzeug im Instrumentenkasten der Netzbetreiber. Das häufig vorgebrachte Argument, Day-Ahead-Prognosen (beispielsweise für Windeinspeisung) seien zu ungenau, greift zu kurz: Selbst wenn in einzelnen Stunden der Wind schwächer weht als prognostiziert oder unvorhergesehene Zustandsänderungen durch kurzfristigen Intraday-Handel auftreten, stehen den Netzbetreibern weiterhin etablierte, kurzfristige Instrumente zur Verfügung. Dynamische Netzentgelte und Redispatch sind somit komplementäre Instrumente – das Preissignal agiert implizit im Vorfeld, der Redispatch explizit und reaktiv. In der überwiegenden Mehrheit der Stunden lenken dynamische Netzentgelte das Verhalten der Marktteilnehmer jedoch erfolgreich in die richtige Richtung, verhindern Engpässe, bevor sie entstehen, und senken so die volkswirtschaftlichen Kosten drastisch. Die enormen Vorteile dieser frühzeitigen Marktintegration sollten den Nachteil von gewissen Prognoseunsicherheiten am Vortag deutlich überwiegen.

3. Berechnung in der Praxis

Basierend auf den Erfahrungen von „Grids & Benefits“ und Piloten in Großbritannien schlagen wir folgendes Modell für die Berechnung vor:

1. **Zustandserfassung:** Sammlung von Prognosedaten zu Lastfluss / Betriebsmittelauslastung am Vortag und EE-Einspeisung. Daten zum regionalem Redispatchbedarf (§13k Daten).⁵

2. Engpass-Modellierung:

- a. Redispatchbedarf in MW wird anteilig auf untergelegte Trafos umgelegt.
- b. Alternativ: Relative Trafoauslastung nutzen.

3. **Preisfindung:** Umrechnung der Knappheit in einen Preis (ct/kWh). Ausgangsniveau ist der Netzentgelt Standardtarif

- a. Für jede Viertelstunde den Redispatchbedarf des Trafo in MW mit den Redispatchkosten (€/MWh) multiplizieren. Das Zwischenergebnis sind die Gesamtkosten am Trafo in €. Dann auf die Nachfrage (kWh) am Trafo verteilen.
- b. Alternativ: Lineare Absenkung bis auf 0 ct/kWh ab einer Trafolast von -70%. Lineare Erhöhung ab einer Trafolast von 70%. Wir haben uns im Piloten entschieden, bis auf 20 ct/kWh zu erhöhen.

Höhe des dynamischen Entgelts: Diese kann sich zunächst an den Kosten des Engpassmanagements orientieren. Wenn Engpässe besser aufgelöst und das Netz effizienter genutzt. Allein dadurch kann Netzausbau verzögert oder vermieden werden. Zu einem späteren Zeitpunkt könnte das dynamische Netzentgelt langfristige Grenzkosten (und damit die Kosten des Netzausbau) widerspiegeln.

- **Normalbetrieb:** Solange keine Engpässe drohen, ist das dynamische Entgelt Null. Im Projekt Grids & Benefits entsprach das Netzentgelt im Normalbetrieb dem statischen Netzentgelt. Die Dynamisierung hat das Netzentgelt bis auf Null gesenkt, negativ wurde das Entgelt insgesamt nicht. Hiermit war das Setup nah am vorgeschlagenen Modell der BnetzA nur ohne explizite Unterscheidung der Arbeitspreiskomponenten.
- **Engpassbetrieb:** Droht ein Last-Überhang, erhöht oder senkt die dynamische Komponente das Netzentgelt.
- **Spread:** Die Analyse von Grids & Benefits zeigte, dass bereits moderate Preisspreizungen ausreichen, um signifikante Lastverschiebungen auszulösen. Netzentgelte sind unterschiedlich stark mit dem Börsenstrompreis korreliert. Je höher die Korrelation, desto geringer die zusätzliche Lastverschiebung durch das Strompreis-korrelierte Netzentgelt.

Zeitliche Auflösung und Veröffentlichung

⁵ §13k Daten sind nur im Norden verfügbar. Im restlichen Netzgebiet müssen ÜNB verpflichtet werden, Prognosen zur Netzauslastung zur Berechnung zur Verfügung zu stellen.

- **Dynamik:** Das Netzentgelt kann sich alle 15min ändern.
- **Timing:** Um Marktakteuren (Aggregatoren, Lieferanten) eine Reaktion zu ermöglichen, werden die Preise Day-Ahead (am Vortag) veröffentlicht. Eine Veröffentlichung bis ca. 10:00–11:00 Uhr am Vortag ist notwendig, damit die Signale in die Fahrplanoptimierung und Spotmarktgebote der Lieferanten einfließen können.⁶
- **Region:** Obwohl dynamische Netzentgelte idealerweise so granular wie möglich auf Ebene einzelner Transformatoren berechnet werden sollten, empfiehlt sich für den pragmatischen Einstieg zunächst ein Clustern in größere Regionen, da Pilotprojekte belegen, dass sich die Engpassmuster benachbarter Trafogebiete oft kaum unterscheiden und eine solche Zusammenfassung die administrative Komplexität ohne wesentlichen Wirkungsverlust deutlich reduziert.

⁶ Wie im Workshops vom 20. Februar diskutiert, werden erneuerbare Einspeiser andere Elastizitäten haben als Speicher. Sie sind nicht flexibel und können nur Abregeln und nicht Einspeisung verschieben.

4. Schrittweise und pragmatische Einführung in der Verteilnetzebene

Die Einführung dynamischer Netzentgelte in der Nieder- und Mittelspannung darf nicht auf die lange Bank geschoben werden. Eine Verzögerung oder das Festhalten an einem statischen, zeitvariablen System birgt Risiken für die Netzstabilität und von Fehlinvestitionen.

Statische Instrumente ungeeignet für zukünftige Herausforderungen Ein Instrument wie §14a Modul 3 ist "blind" gegenüber der stochastischen Natur der erneuerbaren Erzeugung und der tatsächlichen Netzbelastung. Und steuernde Eingriffe nach §14a EnWG dürfen nicht als reguläres Instrument missverstanden werden, sondern dienen lediglich als „Notbremse“ für den Netzbetreiber. Im Zuge dieser Dynamisierung kann die pauschale Netzentgeltreduktion von §14a perspektivisch abgeschafft werden, da keine Zusammenhang mit tatsächlichem, netzdienlichem Verhalten steht.

Vermeidung von „Sunk Costs“ in der Marktkommunikation Jede Übergangsmaßnahme muss als klare Brücke zum Zielbild 2029 konzipiert sein und darf nicht zu einer Fehlinvestition in veraltete Technologien führen. Der Aufbau komplexer, maßgeschneiderter IT- und Abrechnungsinfrastrukturen für statische, saisonale Modelle (wie das heutige Modul 3) ist Ressourcenverschwendung, da sich der Markt ohnehin auf eine 15-Minuten-Granularität zubewegt.

Der pragmatische Weg: Dynamisierung des Moduls 3 bis 2029 Um diese Hürden zu überwinden, müssen VNBs bis spätestens 2029 in die Lage versetzt werden, dynamische Netzentgelte – und seien es nur durchgereichte Signale der vorgelagerten Ebenen – bis zu den Haushalten zu transportieren. Die Weiterentwicklung des §14a Modul 3 bietet hierfür den idealen, vorwärtskompatiblen Rahmen:

- a. **Dynamische Preisschritte:** Um die IT-Systeme der DSOs zu entlasten, muss das Preissignal initial nicht völlig stufenlos (kontinuierlich) sein. Ein Profil mit diskreten Preisstufen (z. B. bis zu 10 Stufen) wäre anfangs ausreichend. Entscheidend ist jedoch, dass sich diese Stufen auf 15-Minuten-Basis ändern können und Day-Ahead (z. B. um 11:00 Uhr für den Folgetag) festgelegt werden, je nach aktuellem Netzzustand. Die IT-Lösung sollte von Anfang an mitdenken, dass die Stufen in der Zukunft in ein kontinuierliches Signal übergehen können.
- b. **Datenübermittlung via APIs:** Die dynamischen Entgelte und Zählzeiten sollten über standardisierte APIs veröffentlicht werden. Aggregatoren können diese Signale abrufen und in ihre Optimierung integrieren. Die anschließende Abrechnung beim Lieferanten erfolgt über etablierte Lastgänge (z. B. TAF 7).
- c. **Regional:** Vor allem am Anfang regional clustern, muss aber mitdenken, dass in der Zukunft stärkere Differenzierung möglich ist.

Geschwindigkeit der Einführung (Opt-In für Netzbetreiber) Wir plädieren stark dafür, nicht auf den letzten der über 800 Verteilnetzbetreiber zu warten. Schon in den kommenden Jahren muss es innovativen Netzbetreibern freigestellt sein, ihre Arbeitspreise zu dynamisieren. Insbesondere in Testregionen (z. B. in netzengpassgeplagten Gebieten im Süden und Norden) kann so sofort begonnen werden, teuren Redispatch zu vermeiden. Es kann unterschieden werden in

2. „Betroffene Netzbetreiber“

- **Situation:** Bei diesen VNB gibt es zwar keinen drängenden lokalen Engpass im eigenen Verteilnetz, aber sie sind von Engpässen in den darüber liegenden Netzebenen (Höchst- bis Mittelspannung, Ebene 1–4) betroffen oder liegen in einer sogenannten „13k-Entlastungsregion“ (Regionen mit viel abzuregelndem Erneuerbaren-Strom).
- **Lösung:** Sie fungieren als Übersetzer. Sie nehmen den dynamischen Arbeitspreis der vorgelagerten höheren Spannungsebenen und übersetzen dieses Signal in die Tarifstufen/Zählzeiten für ihre eigenen Niederspannungskunden.

3. „Anfordernde Netzbetreiber“

- **Situation:** Diese Netzbetreiber haben akute Probleme im *eigenen* Netz. Sie haben einen eigenen Redispatch-Bedarf und/oder müssen bereits zu Instrumenten wie der Lastdimmung greifen, um lokale Überlastungen zu verhindern.
- **Lösung:** Diese VNB werden selbst aktiv. Sie legen die Zählzeiten und Preissignale auch vor dem Hintergrund ihrer ganz eigenen, lokalen Netzengpässe fest, um ihr Netz gezielt zu steuern und zu entlasten.

5. Interesse der Verteilnetzbetreiber mit den richtigen Anreizen wecken

Um die Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) zu verbessern, könnten die geplanten Bonuszahlungen der ÜNB unter NEST mit den VNB - bei Zusammenarbeit - geteilt werden.

Der VNB kann helfen Redispatchbedarf, auf der Übertragungsnetzebene kostengünstig zu reduzieren. Die Kosten hierfür (OPEX) fallen jedoch beim VNB an und wirken dort gewinnmindernd. Der ÜNB erhält zwar den Bonus für die Reduktion der Redispatchkosten, hat aber im aktuellen Entwurf keinen definierten Mechanismus, um den VNB an diesem Vorteil zu beteiligen, um ihn zur Kooperation zu bewegen.

Würde ein Side-Payment an den VNB erlaubt, könnte der geplante Redispatch Bonus anteilig geteilt werden und Interesse bei den VNB geweckt werden.

6. Fazit

Die Einführung einer dynamischen, symmetrischen Arbeitspreiskomponente ist technisch machbar und ökonomisch geboten. Die Erfahrungen aus „Grids & Benefits“ belegen, dass eine Berechnung auf Basis von Trafo-Auslastungen oder Redispatch-Prognosen praktikabel ist und die gewünschten lastverschiebenden Effekte erzielt, ohne den Komfort der Nutzer einzuschränken.