

Netzentgeltreform muss dynamische Preissignale in den Mittelpunkt stellen

Die Diskussion um die Reform der Netzentgelte in Deutschland ist vor dem Hintergrund des fortschreitenden Umbaus des Energiesystems von zentraler Bedeutung. Die steigende Integration erneuerbarer Energien, die zunehmende Elektrifizierung von Sektoren wie Wärme und Mobilität sowie die Digitalisierung der Netze führen zu einem erheblichen Investitionsbedarf in die Netzinfrastuktural, der sich bis 2045 zwischen 450 und 700 Milliarden Euro¹ belaufen könnte.

Die aktuelle Netzentgeltsystematik wird den neuen Herausforderungen, insbesondere der wachsenden Bedeutung von Erneuerbaren und Flexibilitätspotenzialen auf der Verbrauchsseite, nicht gerecht und behindert deren effiziente Nutzung.

Ein Hauptziel der Reform sollte es sein, die Kosten des Redispatch in der kurzen Frist durch optimale Netznutzung zu minimieren. In der mittleren Frist sollten die Kosten des Netzausbaus so gering wie möglich gehalten werden (**Kosteneffizienz**) um ein nachhaltiges, kostengünstiges und sicheres Energiesystem zu ermöglichen. Hierfür sind dynamische Preissignale unerlässlich, die das Verhalten der Netznutzer im Sinne der Systemdienlichkeit leiten.

Idealerweise sollte die Netzentgeltsystematik einheitlich für alle Netznutzenden gelten. Industriepolitische Ausnahmen oder Privilegierungen sollten außerhalb des Systems geregelt werden, um die grenzkostenbasierten Preissignale nicht zu verfälschen (**Kostenreflexivität**) und ein transparentes System zu bauen.²

Wir bei Octopus Energy schlagen vor, dass ein zukünftiges Netzentgelt auf dynamische Arbeitspreis (pro kWh) setzt. Das dynamische Element (pro kWh) sollte zeitlich und örtlich variieren, um die Netzauslastung widerzuspiegeln. Nur so können die richtigen Anreize zur Nutzung von Flexibilitätten gesetzt werden. Eine ausführliche FTI Studie³ zeigt, dass ein dynamisches Entgelt in Euro pro kWh und zeitlich und örtlich differenziert den geringsten Netzausbaubedarf erzeugt.

¹ Bundesrechnungshof (2024) Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung. https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=5

² Jahn & Hümmel (2025) Netzentgelte: Langfristige Grenzkosten als Grundlage der Bepreisung. <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2025/05/RAP-Jahn-Huemmer-Netzentgelte-Langfristige-Grenzkosten-als-Grundlage-der-Bepreisung-May-2025-final1.pdf>

ACER (2025) Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

³ 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

Octopus Energy pilotiert ein dynamisches Netzentgelt derzeit in einem Konsortium mit Netzbetreibern und wir werden auch von der konkreten Ausgestaltung berichten. Unser Pilot fokussiert sich auf netzdienliches Laden von Elektroautos in der Niederspannung. Die hier vorgeschlagene Systematik eines dynamischen Netzentgelt sollte jedoch für alle Netzebenen gelten und anwendbar sein.

Wir befürworten eine Ausgestaltung eines dynamischen Netzentgeltes, das auch Einspeisende an den Kosten beteiligt. Ein solches Prinzip symmetrischer Netzentgelte wäre **verursachungsgerecht**. Wenn sich Einspeisende nicht netzdienlich verhalten, z.B. trotz eines Erzeugungsüberhangs exportieren, würden sie ein Entgelt zahlen. Da diese Entgelte auch dynamisch gesetzt würden, beträfen sie nur einzelne Stunden bei schwieriger Netzlage. Sie sollten keine Dauerbelastung für Einspeisende darstellen.

1. Verbreiterung der Kostenträgerbasis für die Netznutzung: Sollen sich auch Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten beteiligen?

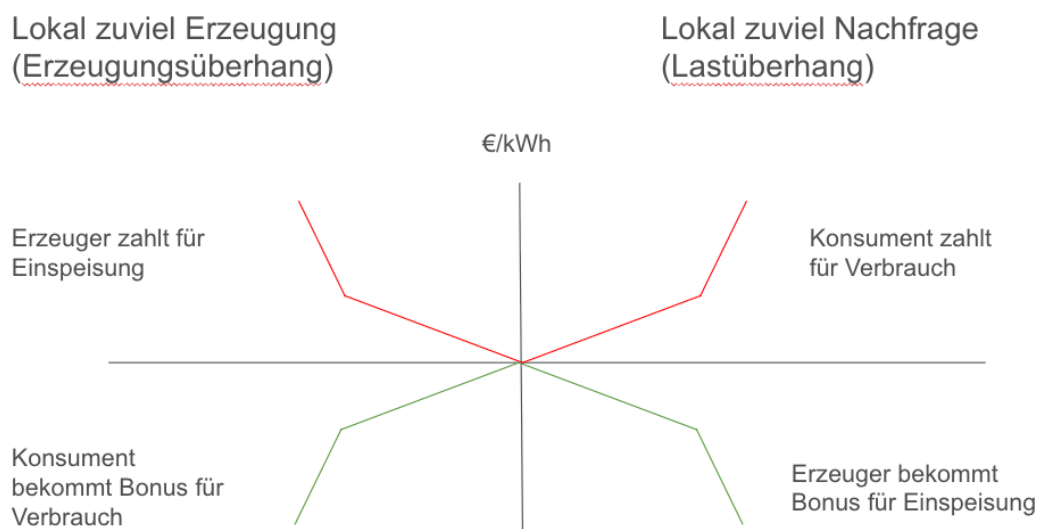
Die Diskussion um Einspeiseentgelte im Strommarkt zielt darauf ab, die Kosten der Netzinfrastruktur auf mehr Schultern zu verteilen (**Kostenorientierung**). Durch Eigenverbrauch zahlen diese Haushalte zwar im Winter Netzentgelte, im Sommer nutzen sie vorwiegend eigenen Strom und umgehen einen Kostenbeitrag. Auch Großspeicher sind von den Netzentgelten ausgenommen und bekommen keine Preissignale, die den Netzzustand reflektieren.

Symmetrische Netzentgelte um Einspeiser zu beteiligen

Wir sind der Überzeugung, dass ein dynamischer Arbeitspreis (pro kWh) der Hauptbestandteil eines zukünftigen Netzentgelt sein muss.

Eine Erweiterung wäre ein dynamisches Netzentgelt, das symmetrisch ausgestaltet ist. Das entspricht einem lokal und zeitlich variierendem Einspeise-Entgelt.

Ein beidseitiges Netzentgelt bedeutet, dass die Nutzung des Netzes für die Einspeisung (Erzeugung) und die Entnahme (Verbrauch) von Strom gleichbehandelt wird. Zum Beispiel: Wenn ein Verbraucher in einem Moment lokaler Netzbelastung (Lastüberhang) für die Entnahme von einer Kilowattstunde (kWh) einen bestimmten Betrag zahlen muss, sollte ein Anlagenbetreiber mit einem Speicher zur gleichen Zeit am gleichen Ort einen Betrag für die Einspeisung von einer kWh in das Netz erhalten.



Dieses Design vermeidet Verzerrungen und schafft Anreize für eine effiziente Netznutzung. Es belohnt Netznutzende, die durch ihr Verhalten das Netz entlasten, beispielsweise indem sie Lasten verschieben oder zu netzdienlichen Zeiten einspeisen. Ein symmetrisches Design fördert die Kostenreflexivität, da es die tatsächlichen Kosten und Vorteile der Netznutzung zu

bestimmten Zeiten und an bestimmten Orten widerspiegelt und die Positionen aktiver Kunden und Erzeuger im Energiemarkt angleicht.⁴

Vor allem Speicher könnten in diesem System von netzdienlichem Verhalten profitieren, würden aber an Kosten mitbeteiligt, wenn sie nur am Wholesalemarkt orientieren.

Umsetzung

Das Elegante an dynamischen Netzentgelten ist, dass die Ausgestaltung in Zukunft angepasst werden kann. Die BNetzA könnte die Grundlagen und Optionen jetzt legen und die Ausgestaltung in der Zukunft schrittweise einführen.

Entgelte können zunächst zeitvariabel gestaltet werden, anschliessend dynamisiert werden. Auch die Option für Netzdienliches Verhalten einen Bonus zu erhalten, könnte erst in einem zukünftigen Schritt eingeführt werden.

Uns ist bewusst, dass Einspeisetarife, v.a. auf höheren Netzebenen, eine grundlegende Veränderung des Systems bedeutet. Sie böten aber auch eine Chance viele existierende Verzerrungen zu korrigieren und Netzentgelte insgesamt zu reduzieren, weil die Kostenbasis steigt.

Es gibt viele Auswirkungen abzuwägen, beispielsweise die Auswirkungen auf Großhandelspreise, negative Spotpreise, europäischen Stromhandel und Bestandsanlagen, Investitionssicherheit für neue Anlagen. Das Design des Netzentgelts darf nicht die dringend benötigten Investitionen in die Energiewende ausbremsen.

Da Einspeiseentgelte auch dynamisch gesetzt würden, beträfen sie nur einzelne Stunden bei lokal schwieriger Netzlage. Sie sollten keine Dauerbelastung für Einspeisende darstellen.

⁴ ACER (2025) Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe.
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

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

1.2 Einführung eines Baukostenzuschusses (BKZ) als Ergänzung oder Alternative zum Einspeiseentgelt

Wenn ein dynamisches Netzentgelt symmetrisch ausgestaltet wird, entspricht es einem lokal und zeitlich variierendem Einspeise-Entgelt. Die Preissignale würden sicherstellen, dass Speicher das lokale Netz minimal belasten. Damit sollte ein separater Baukostenzuschuss nicht nötig sein und keine separate Behandlung für diese Technologie nötig.

2. Netzentgeltkomponenten: Mit welchen Preiselementen soll die Netznutzung abgerechnet werden?

2.1. Wird ein höherer Grundpreis für Eigenverbraucher und Prosumer als geeignetes Mittel angesehen, diese stärker an den Netzkosten zu beteiligen?

Im derzeitigen System von statischen Arbeitspreisen reduzieren Eigenverbraucher ihren Strombezug aus dem Netz, was zu geringeren Netzentgelten führt, obwohl das Netz weiterhin in gleicher Dimension für die maximale Leistungsaufnahme oder -abgabe vorgehalten werden muss. Dies führt zu einer Umverteilung der Kosten zu Lasten der reinen Verbraucher. Perspektivisch kann dies zu einer starken Erodierung der Kostenbasis führen.

Wir schlagen vor, dass ein zukünftiges Netzentgelt auf dynamische Arbeitspreis (pro kWh) setzt. Das dynamische Element (pro kWh) sollte zeitlich und örtlich variieren, um die Netzauslastung widerzuspiegeln. Nur so können die richtigen Anreize zur Nutzung von Flexibilitäten gesetzt werden und Netzausbaubedarf minimiert werden (**Kosteneffizienz**).

Dynamische Netzentgelte würden den Eigenverbrauch automatisch stärker an Netzkosten beteiligen. An kalten Wintertagen mit hoher Netzlast, sind die Netzentgelte hoch, damit zahlen auch Haushalte mehr, die sonst Eigenverbrauch optimieren. Denn sie verbrauchen Netzstrom vermehrt in Stunden, wenn Netzentgelte hoch sind, i.e. Winterabenden. Während sonniger Mittagsstunden sparen sie kaum Netzentgelte, weil diese dann gering sind.

Wir können uns vorstellen, dass ein kleiner Bestandteil der Netzentgelte in Form eines Grundpreis auf Basis der Anschlusskapazität (kW) abgerechnet wird. Für das ganze Jahr fällt dann eine Kapazitätzahlung an, unabhängig vom Verbrauch. Damit käme es zu einer zusätzlichen Mehrbeteiligung von Verbrauchern mit Eigenerzeugung. Eine solche pauschale Komponente käme den Netzbetreibern im Sinne der Kostenorientierung entgegen.

Grundlage für den Grundpreis wären historische Kosten/Residualkosten, bepreist über einen Anschlusspreis in Euro pro Kilowatt. Im Wesentlichen stellen historische Kosten die finanziellen Verpflichtungen dar, die sich aus der bestehenden (und vergangenen) Infrastruktur des Stromnetzes ergeben. Diese Kosten müssen unabhängig von aktuellen oder zukünftigen Nutzungsmustern wieder hereingeholt werden, da sie bereits angefallen sind oder fest zugesagt wurden. Es sollten keine Netzausbaukosten über diese Komponente umgelegt werden.

Dieser Grundpreis muss im Vergleich zur dynamischen Komponente gering gehalten werden, weil sonst nicht genug Anreize für Flexibilität gegeben werden. Außerdem werden kleine Verbraucher durch Kapazitätspreise übermäßig belastet (negativ im Sinne der **Kostentragfähigkeit**). Um die richtige Balance zwischen dem Preiselement pro kW und dem dynamischen Arbeitspreis pro kWh zu finden, bedarf es Studien/Modellierung.

2.2. Wird ein Kapazitätspreis als geeignete Alternative zu einem Leistungspreis gesehen, um die anschlussbedingten Netzkosten zu reflektieren und das etwaige Flexibilitätshemmnis eines Leistungspreises zu mildern?

Wir schlagen vor, dass der **Hauptbestandteil eines zukünftigen Netzentgelts ein dynamischer Arbeitspreis (pro kWh) sein sollte**. Das dynamische Netzentgelt (pro kWh) sollte zeitlich und örtlich variieren, um die Netzauslastung widerspiegeln und die richtigen Anreize zur Nutzung von Flexibilitäten setzen.

Zusätzlich könnte ein geringer Grundpreis auf Basis von Kapazität (pro kW) eingeführt werden. Der Grundpreis reflektiert historische Kosten/Residualkosten, Ausbaurkosten würden über das dynamische Netzentgelt umgelegt.

Fehlende Anreize für Flexibilität

Ein Kapazitätspreis würde eine direkte Bepreisung der im Voraus bestellten Netzanschlusskapazität (kW) ermöglichen. Die Einnahmen über einen Kapazitätspreis sind zuverlässiger (**Kostenorientierung**) als die über einen Leistungspreis, da sie weniger von den Jahreshöchstlasten der Anschlussnehmer schwanken.

Ein Kapazitätspreis kann eine gewisse Anreizfunktion haben, weil Anschlussnehmer motiviert werden, die benötigte Kapazität im Voraus zu bestimmen und zu optimieren, um Überdimensionierung zu vermeiden. Gegenüber einem rein statischen Arbeitspreis führt ein Kapazitätsentgelt zu weniger Verzerrungen im Anlageneinsatz.

Über dies hinaus, setzt ein reiner Kapazitätspreis keinen Anreiz für netzdienliche Flexibilität. Ein Anschluss wird bezahlt und anschliessend besteht kein Anreiz den Verbrauch zu verschieben, weil ein Lastband bereits bezahlt wurde. Besonders weil bei Überschreiten eine Pönale droht, werden Verbraucher Puffer einplanen und die meiste Zeit bleibt diese Netzkapazität ungenutzt. Dies führt zu ineffizientem Netzausbau.

Man kann den Kapazitätspreis durch Zubuchung von Flexbändern oder Gutschriften für verringerte Kapazitätsnutzung weiter ausgestalten. Aber dies scheint genau wie die Pönale administrativ komplex (negativ im Sinne der **Umsetzbarkeit**) und überzeugt bezüglich der Anreizwirkung weniger als ein dynamischer Arbeitspreis. Außerdem ist es ein verwirrendes Konzept für Konsumenten.

Ein Netzentgelt basierend auf kW ist regressiv, Haushalte mit geringem Verbrauch werden stärker belastet (negativ im Sinne der **Kostentragfähigkeit**).

3. Dynamische Netzentgelte: Welche zeitliche und regionale Auflösung sollen Netzentgelte haben?

Ein dynamischer Arbeitspreis sollte als Hauptbestandteil des zukünftigen Netzentgelt sein. Das dynamische Netzentgelt (pro kWh) sollte zeitlich und örtlich variieren, um die Netzauslastung widerzuspiegeln und die richtigen Anreize zur Nutzung von Flexibilitäten setzen.

Grundlage für die Bepreisung sollten die langfristigen Grenzkosten sein. Diese berücksichtigen die Kosten des Transports einer zusätzlichen Einheit Strom unter der Annahme einer veränderbaren Netzkapazität – insbesondere durch zusätzlichen Netzausbau. Dies schlägt die Kommission in einem Papier vom Juni 2025 vor: "Network tariffs should reflect cost structures in the short term (such as network losses and congestion costs) and in the long term, including planned infrastructure development investment costs."⁵ Kurzfristige Grenzkosten nehmen fixe Netzkapazitäten an und spiegeln somit nur die Engpassbewirtschaftungskosten wider.

Ziel: Vermeidung von Kosten für Netzausbau und Redispatch

Die Dynamisierung von Netzentgelten dient der verbesserten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten sowie der Minimierung von zusätzlichem Netzausbau. Mit dynamischen Netzentgelten kann das vorhandene Netz besser genutzt werden (z.B. durch Lastverschiebung, Einsatz von Speichern). Die derzeitige Netzauslastung in der EU ist niedrig. Eine Publikation der Kommission verzeichnet eine Auslastung der Transformatoren von bis zu 20%.⁶ Verteilnetze in Großbritannien weisen eine Auslastung bis zu 40% auf.

Außerdem kann weiterer Netzausbau minimiert werden. Eine aktuelle quantitative Analyse zeigt, dass ein dynamisches Netzentgelt in Euro pro kWh den geringsten Netzausbaubedarf und Kosten erzeugt.⁷

Start now

Dynamische Netzentgelte zu berechnen ist nicht kompliziert und schon heute möglich. Wir pilotieren ein dynamisches Netzentgelt (Trafo-spezifisch, 15 min Intervalle) derzeit in einem Konsortium mit Netzbetreibern, werden im Folgenden von unserer konkreten Ausgestaltung berichten.

Unser Pilot fokussiert sich auf netzdienliches Laden von Elektroautos in der Niederspannung. Ein dynamisches Netzentgelt sollte in Zukunft jedoch für alle Netzebenen gelten und anwendbar sein.

⁵ EU Kommission (2025) Commission Notice on a guidance on anticipatory investments for developing forward-looking electricity networks.
https://energy.ec.europa.eu/document/download/0c176369-b0c9-416b-9d77-d9f22c482770_en?file_name=guidance%20on%20anticipatory%20investments%20for%20developing%20forward-looking%20electricity%20networks.pdf

⁶ EU Kommission JRC (2018) Distribution System Operators Observatory
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113926> Graph 13.

⁷ 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

Graduelle Implementierung

Zunächst könnte es freigestellt werden, ein dynamisches Netzentgelt auszuwählen. Es sollte sich für Kunden lohnen, netzdienlich zu handeln. Anschließend kann man eine verpflichtende Einführung für Netznutzende begrenzen, die große Assets besitzen, z.B. E-Autos, Solarzellen, Wärmepumpen, Batteriespeicher. Wichtig ist vor allem, dass eine klare Zeitlinie für die Implementierung festgelegt wird.

Wir wollen nicht Haushalte mit geringem Verbrauch in ein Regime dynamischer Netzentgelte zwingen, wenn sie weniger Möglichkeiten sehen, Last zu verschieben. Zumal der Rollout von Smart Meter bei Haushalten mit geringem Verbrauch erstmal nicht vorgesehen ist. Aber selbst Verbraucher ohne große Geräte können und wollen oft mit flexiblem Verhalten Geld sparen. In Dänemark ist es ganz normal nachts zu waschen und dabei zu sparen.

Es können zunächst zeitvariable Preissignale gesetzt werden. Die zeitliche Differenzierung sollte mit fortschreitendem Ausbau der flexiblen Lasten (i.e. EVs) und dem Smart Meter Rollout verfeinert werden. Je weiter die Elektrifizierung fortgeschritten ist, desto mehr würde dynamisch ausgestaltet werden. FTI berichtet in seiner Studie, dass mit stärkerer Durchdringung von Elektroautos, ein volldynamischer Tarif bessere Resultate fürs Gesamtsystem (i.e. reduzierter Netzausbau) liefert (3).

Wir plädieren stark dafür, schon in den kommenden Jahren Netzbetreibern zu erlauben, ihre Arbeitspreise zu dynamisieren und in Testregionen (besonders im Süden) Redispatch zu vermeiden. Man könnte Netzbetreibern freistellen, wie schnell sie die Netzentgelte dynamisieren, damit nicht auf den letzten der >850 Netzbetreiber gewartet werden muss. Dies würde erlauben Erfahrungen zu sammeln und das Verhältnis von Aufwand und Nutzen zu optimieren.

Ein Beispiel, wie sowas gelingen kann, ist Slowenien. Dort gibt es nun einen dynamischen lokalen Tarif, der auf Basis einer Pilotphase entwickelt wurde (2016-2022). Die Idee war, den Verbrauch in kritischen Spitzenlastzeiten zu reduzieren und in Zeiten kritischer Netzeinspeisung zu erhöhen (FTI report). So könnten Netzbetreiber mit Genehmigung der Regulierungsbehörde in ausgewählten Netzgebieten Piloten einführen.

Ausgestaltung im Piloten Grids & Benefits

Ein dynamisches Netzentgelt kann in drei einfachen Schritten berechnet werden:

1. Daten zum Netzzustand auf allen Netzebenen sammeln
2. Engpässe modellieren in MW
3. Umrechnung der Engpässe in eine Preiskurve €/MWh mit Hilfe von Opportunitätskosten

Für den Piloten nehmen wir zunächst nur die Redispatchkosten als Opportunitätskosten. So wird berechnet, wie Redispatch kostengünstig vermieden werden kann. Hierzu werden die Redispatch vom Übertragungsnetzbetreiber prognostiziert und Verteilnetzbetreiber teilen ihre Engpässe mit. Zunächst werden nur die Flexibilitätsbedarfe zwischen den

Netzbetreibern in Leistung (MW) ausgetauscht und erst auf Ebene des Anschlussnetzbetreibers in Netzentgelte (€/MWh) berechnet.

Netzregionen

Örtlich differenziert wird ein Netzentgelt an Hand der Netzstruktur. Bereits heute liegen allen Netzbetreibern Auslastungsdaten für Hochspannungs/Mittelspannungstrafo vor. Für diese Netzebene können also **bereits heute** dynamische Netzentgelte berechnet werden. In Zukunft können Daten aus der Niederspannung genommen werden. Dafür ist es nötig, dass Netzbetreiber ihre Niederspannungsnetze digitalisieren. Dieser Schritt ist aber ohnehin dringend notwendig, auch um die Netzbelastung besser zu beobachten und Netze effizient auszulasten. Die BNetzA muss den richtigen Investitionsrahmen schaffen und diese Investitionen gleichwertig mit CAPEX-Investitionen in Netze anerkennen.

Höhe des Entgelts

Es muss beim Design sichergestellt werden, dass das dynamische Netzentgelt im sinnvollem Verhältnis zum Spotpreis stehen und diese marktlichen Signale - wenn nötig - auch kompensieren oder signifikant reduzieren kann.

Es muss weiterhin sichergestellt werden, dass Haushalte nicht systematisch schlechter gestellt werden, wenn sie in ein dynamisches Modell wechseln. Wie oben bereits beschrieben, sollten die dynamischen Netzentgelte nur in wenigen Zeitfenstern stark ansteigen und keine Dauersituation sein.

Vorlauf

Dynamische Netzentgelte sollen die Netzsituation differenzierter widerspiegeln und werden mit **deutlich kürzerer Vorlaufzeit** und verbesserter Prognosegüte bestimmt als statische Tarife.

Im Piloten Grids & Benefits berechnen wir die Netzentgelte (15min Intervalle) mit einem Tag Vorlauf, zwischen 10 und 11 Uhr und legen Netzentgelte vor der Day Ahead Spotmarkt Auktion fest. Abrufbar sind die dynamischen Netzentgelte für Projektteilnehmer über eine API.

Risiko und Komplexität

Wir rechnen damit, dass in den meisten Fällen ein Aggregator Haushaltslasten systemdienlich steuert. In den wenigsten Fällen wird ein Kunde die Preissignale verfolgen und manuell an- bzw ausschalten. Damit reduziert sich die Komplexität für den Kunden.

Auch das Preisrisiko kann eine Kund:in gering halten, wenn statt eines dynamischen Strompreises ein Flex-Festpreis gewählt wird (z.B. Intelligent Octopus Ladetarif). Im Fall von Octopus, steuern wir dann die Assets, laden ein Elektroauto entsprechend der Kundenwünsche aber in den günstigsten Zeitfenster. Die Kund:in zahlt einen monatlichen Festpreis und bekommt Boni für die bereitgestellte Flexibilität.

Wir sehen kein Problem, dynamische Netzentgelte mit bundesweiten Geschäftsmodellen zu vereinbaren. Schon heute gibt es viele verschiedene Netzentgelte und, ähnlich wie heute

das Preisrisiko aus dem Stromgroßhandel bereits vom Versorger getragen wird, können Versorger auch das Preisrisiko der dynamischen Netzentgelte übernehmen. Unsere Prozesse sind automatisiert und digitalisiert. Dadurch kann viel mehr Granularität und Komplexität verarbeitet werden.

Redispatch

Eine gute Verzahnung dynamischer Netzentgelte mit dem Redispatch-Prozess ist von großer Bedeutung, um Engpässe effizient zu managen und Systemkosten zu minimieren.

Dynamische Netzentgelte und Redispatch sind komplementäre Instrumente zur Adressierung von Netzengpässen. Während dynamische Tarife implizite Anreize über Preissignale setzen, ist Redispatch ein explizites Eingriffsinstrument des Netzbetreibers. Das Ziel ist, dass dynamische Netzentgelte die Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen verringern. Indem sie Anreize für netzdienliches Verhalten setzen, sollen sie die Entstehung von Engpässen bereits im Vorfeld reduzieren.

Die Prognose von Netzengpässen ist entscheidend für die Festlegung dynamischer Netzentgelte. Im Piloten Grids & Benefits setzen wir den Arbeitspreis auf der Ebene des Anschlussnetzbetreibers und reflektieren den Zustand vorgelagerter Netzebenen in der Berechnung. Die Abstimmung der Redispatch- und Flexibilitätsbedarfe zwischen den Netzbetreibern bauen auf die NKK-Prozesse aus Redispatch 2.0 zur auf. Wir verfolgen dabei den Ansatz, dass die lokalere Ebene Vorrang zur vorgelagerten Ebene hat. Wenn ein Engpass in der Niederspannung vorliegt, aber nicht der Mittelspannung, reflektieren die Netzentgelte die Situation in der Niederspannung.

Gaming

Wir sehen keine Gefahr des "Increase-Decrease-Gaming". Hierbei würden Nutzer zunächst eine geringe Entnahme als Fahrplan anmelden und zeigen - nach Erhalt eines entlastenden Entgeltsignals des Netzbetreibers - ein normales, nunmehr kostenfreies Nutzungsverhalten.

Die Netzbetreiber setzen die Netzentgelte vor der Day Ahead Auktion aufgrund der Wetterlage und der Produktion. Das ist bevor die Aggregatoren planen und am Spotmarkt handeln. Außerdem handelt es sich um einen einstufigen Prozess. Das Risiko, dass eine strategische Position aufgebaut wird, ist hierdurch minimiert.

4. Bundeseinheitliche Netzentgelte: Vereinheitlichung der Netzentgelte auch auf Verteilernetzebene?

Vor allem sollte die Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland deutlich reduziert werden, um Synergie & Effizienzeffekte zu erreichen. Dadurch würde sich auch die Anzahl der Netzentgelte reduzieren.

Wenn bundeseinheitliche Netzentgelte die regionale Differenzierung reduzieren, halten wir sie nicht für zielführend, v.a. im Bezug auf dynamische Netzentgelte.

Ausserdem muss sichergestellt werden, dass Netzbetreibern, die Flexibilität nutzen und innovative Produkte einführen, die Kostenersparnis auch zu Gute kommt. Es verbessern Wettbewerb zwischen Verteilnetzbetreibern. Sollte nur noch der Effizienzausgleich zu Kosteneinsparungen bewegen, scheint dies nicht ausreichend.

5. Speicherentgelte: Wie soll das zukünftige Entgeltregime für mobile und stationäre Speicher aussehen?

Im Moment gibt es Sonderregelungen für Speicher. Vor allem werden Speicher auf Niederspannung (behind the meter), bidirektionale Anwendungen von EVs anders behandelt als Netzspeicher auf höheren Netzebenen.

Unabhängig davon, wie Speicher an den Netzkosten beteiligt werden, ist eine einheitliche Systematik erforderlich. Alle Speicher-Konstellationen (co-located/nicht co-located, before the meter/behind the meter, etc.) sollten bezüglich ihres Verhaltens einbezogen werden.

Wir sehen ein Risiko, dass Investitionen in Speicher durch die lange Konsultationsphase ausgebremst werden. Schnell regulatorische Sicherheit zu schaffen, scheint besonders für Speicher wichtig, da diese dringend für die Systemstabilität benötigt werden. Auch transparente, einheitliche und schnelle Anschlussverfahren würden helfen.

Dynamische Netzentgelte - vor allem wenn sie negativ werden dürfen - würden Anreize setzen, dass Speicher sich netzdienlich verhalten. Das wäre eine einheitliche Systematik und bräuchte keine Ausnahmen. Speicher könnten einen Bonus bekommen, wenn sie während eines Überschuss Strom speichern oder nicht für Strombezug bezahlen, wenn das Netz "frei" ist. Gemessen werden könnten die Stromflüsse über eine Kombination von einem Smart Meter und den ohnehin verbauten Dedicated Measurement Devices als Submeter.

Auch die pauschalen Netzentgeltbefreiungen des 14a könnten wegfallen. Wir sehen pauschale Befreiungen kritisch, da sie tendenziell den besser gestellten Haushalten zu Gute kommen, die in Technologien (wie Solar, Elektroauto, Batterie) investieren können und erstmal kein netzdienliches Verhalten für den Bonus nötig ist. Wir erwarten, dass die wenigsten Verteilnetzbetreiber 14a effektiv umsetzen oder nutzen können.

Ihr Diskussionspapier nennt Flexible Anschlussverträge und Befreiungen vom Arbeitspreis (vermutlich Hüllkurven) als Möglichkeit. Wir sind der Meinung, dass solch eine Option in der Umsetzung dieselben Netzdaten benötigt, wie für dynamische Netzentgelte. Da keine

Anreize bestehen, unter der Kapazität/Hüllkurve zu bleiben, wird das bestehende Netz weniger effizient genutzt. Aus diesem Grund halten wir den Ansatz mit dynamischen Netzentgelten für sinnvoller.

6.2 Kostenwälzung zwischen den Netz- und Umspannebenen: Soll der heutige Kostenwälzungsmechanismus in seinen Grundfesten erhalten bleiben?

Der Kostenwälzungsmechanismus ist derzeit zu komplex. Auch führt er dazu, dass die Niederspannung die höchsten Kosten zahlt. Jetzt schon sind die Stromflüsse nicht immer von oben nach unten und die Niederspannung wird in Zukunft z.B. einen Beitrag zum Redispatch leisten. Eine Änderung des Mechanismus scheint daher sinnvoll.

In Zukunft könnte das System mehr im Sinne von Netzenspässen und weniger in Netzebenen gedacht werden. Dann würden Ebenen unter einem Engpass gleich behandelt werden und die Regionen vor einem Engpass anders. Dieser Ansatz wäre weniger statisch als der derzeitige Mechanismus.