

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | Seite 1 von 11

DYNAMISCHE NETZENTGELTE

DISKUSSIONSPAPIER DER VIER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER
STAND: NOVEMBER 2025

GLIEDERUNG

1. FRAGESTELLUNG
2. ZIELE
3. AUSGESTALTUNGSOPTIONEN UND PRÄFERENZEN
4. CHANCEN UND NUTZEN
5. HERAUSFORDERUNGEN
6. FAZIT

1. FRAGESTELLUNG

Im Kontext der Diskussionen zur bevorstehenden Reform der Netzentgelte gewinnt insbesondere die dynamische Ausgestaltung von Netzentgelten – in zeitlicher Dimension und mit potenzieller räumlicher Differenzierung – zunehmend an Bedeutung.

Das vorliegende Papier bietet eine fachliche Einordnung zu den folgenden drei Fragen:

1. Wie kann eine konkrete Ausgestaltung eines dynamischen Netzentgeltes aussehen? Welche Optionen gibt es und welche Optionen werden von den vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) präferiert?
2. Welche Chancen bietet die Einführung von dynamischen Netzentgelten und welche Herausforderungen bestehen hin zu einer erfolgreichen Umsetzung?
3. Wie kann das weitere Vorgehen aussehen, um über die Einführung von dynamischen Netzentgelten zu entscheiden?

Dieses Papier soll aufzeigen, wie ein dynamisches Netzentgelt zur Adressierung und Bepreisung der Engpässe im Übertragungsnetz ausgestaltet werden kann, sofern die BNetzA ein solches Entgelt einführen möchte. Gleichzeitig sehen die vier ÜNB für die Einführung dynamischer Netzentgelte neben den interessanten Chancen auch Herausforderungen. Deshalb soll dieses Papier nicht die Frage beantworten, ob ein dynamisches Netzentgelt eingeführt werden soll, sondern vor allem das „wie“ skizzieren, sofern sich die Entscheidungsträger für ein entsprechendes dynamisches Netzentgelt aussprechen.

2. ZIELE

Mit dem Wandel hin zu dezentraler und volatiler Stromerzeugung verändern sich die Lastflüsse im Netz grundlegend. Regionale und zeitliche Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie eine künftig verstärkte, gleichzeitige Reaktion vieler Marktteilnehmer auf Preissignale – etwa bei niedrigen Börsenstrompreisen – erhöhen die Netzbelastung lokal deutlich. Die daraus resultierenden Maßnahmen des Engpassmanagements treiben die Grenzkosten für den sicheren Netzbetrieb in betroffenen Stunden und Regionen erheblich in die Höhe.

Vor diesem Hintergrund werden dynamische Netzentgelte als möglicher Lösungsbaustein diskutiert, um diese Kosten verursachungsgerechter zu verteilen und netzdienliches Verhalten zu fördern. Während Strombeschaffungspreise bereits flexibel auf Verfügbarkeit reagieren, bleibt der Netzentgeltsockel bislang fix und wirkt damit als Hemmnis für Flexibilität. Dynamische Netzentgelte könnten hier ansetzen, zusätzliche Flexibilität mobilisieren und durch eine gleichmäßigere Netznutzung zur Reduktion von Engpassmaßnahmen beitragen.

Folgende Ziele der ÜNB waren bei dieser Betrachtung von besonderer Relevanz:

- **Ziele der Systemführung:** Systemdienliches und netzdienliches Verhalten präventiv anreizen bzw. systemschädliches und netzschädliches Verhalten präventiv reduzieren, z.B. bei erwartet hohen Redispatchbedarfen die Last hinter dem Engpass zu senken und zusätzliche Last vor dem Engpass anzureizen.
- **Betriebswirtschaftliche Ziele:** Aufwand der Umsetzung und Abwicklung handhabbar halten, Anreize zu strategischem Verhalten der Marktakteure minimieren.

Folgende Ziele und Aspekte waren in dieser Betrachtung von nachrangiger Relevanz, da sie kaum einen direkten Einfluss auf die hier besprochene Ausgestaltung des Anreizmechanismus haben. Sie müssen aber in nachfolgenden Betrachtungen Eingang finden:

- **Erlösneutralität und -planbarkeit** müssen im Rahmen der konkreten Preiskalkulation und Regulatorik berücksichtigt bzw. gefordert werden. Dynamische Netzentgelte haben insbesondere einen Einfluss auf den Cashflow den Übertragungs- wie Verteilnetzbetreiber dürfen durch die Einführung von dynamischen Netzentgelten keine Nachteile wie z.B. negative Auswirkungen auf das Ergebnis entstehen.
- **Verteilungswirkung und -gerechtigkeit** zwischen verschiedenen Endverbrauchergruppen sowie zwischen innerdeutschen Regionen.
- **Handhabung der Geldströme** vom Endkunden (über Lieferanten und VNB) zu den ÜNB (Reform der Kostenwälzung etc.).

Grundsätzlich sind vielfältige Ausgestaltungsvarianten dynamischer Netzentgelte denkbar – etwa auch für Erzeuger oder Speicher, möglicherweise auch in symmetrischer Form. Zudem könnten neben dem Arbeitspreis auch weitere Entgeltkomponenten wie Leistungs- oder Grundpreise dynamisiert oder zeitweise ausgesetzt werden. Die vier ÜNB analysieren und bewerten auch diese Ansätze in ihren Untersuchungen. **Dieses Papier fokussiert sich zunächst auf Letztverbraucher und eine Dynamisierung des Arbeitspreises.**

3. AUSGESTALTUNGSOPTIONEN UND PRÄFERENZEN

Wenn über dynamische Netzentgelte gesprochen wird, so haben verschiedene Akteure häufig unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten im Fokus. Zur Strukturierung der Diskussion ist es deshalb wichtig, die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten darzustellen und zu sortieren sowie Präferenzen für bestimmte Optionen zu nennen.

In den folgenden Tabellen werden verschiedene Ausgestaltungsvarianten für dynamische Netzentgelte dargestellt und für jede Variante die Präferenzen der ÜNB dargestellt und begründet:

Aspekt	Ausgestaltungsvarianten
Betroffene Netzebenen	Varianten: 1. Reines ÜNB-Signal für Verbraucher der ÜNB 2. Reines ÜNB-Signal für alle Verbraucher bei VNB und ÜNB 3. Gemeinsames kombiniertes Netzsignal für ÜNB- und VNB-Engpässe 4. Reines VNB-Signal Präferenz: Variante 2 oder 3 Begründung: Ein reines ÜNB-Signal ausschließlich für die Verbraucher am Übertragungsnetz erzielt mit Blick auf die installierte Anzahl an Kunden und Volumina kaum eine Wirkung. Sofern ein dynamisches Netzentgelt die Engpässe des Übertragungsnetzes reflektieren soll, muss das Signal auch von den Verteilnetzbetreibern weitergegeben werden, wobei im Zielbild alle VNB verpflichtend an einem entsprechenden Mechanismus teilnehmen müssten (Variante 2 oder 3). Ein ÜNB-Signal könnte zudem mit einer Komponente kombiniert werden, die Engpässe im Verteilnetz reflektiert (Variante 3). Der Umsetzungsaufwand hier ist höher, teilweise möglicherweise auch gegenläufig zum ÜNB-Signal, adressiert aber globale und lokale Engpässe. Sofern die Engpässe im Übertragungsnetz nicht abgebildet werden sollen, ist alternativ auch ein reines VNB-Signal möglich, um Engpässe im Verteilnetzbereich zu adressieren (Variante 4). Alle Ansätze haben gemein, dass eine möglichst große Nutzerbasis erreicht werden muss, um eine relevante Wirkung zu erzielen. Deshalb braucht es entweder einen verpflichtenden Umstieg auf dynamische Netzentgelte – oder bei Wahlfreiheit für Kunden finanzielle Anreize zu einem Wechsel ins dynamische System.
Wechselwirkung zwischen Signalen der verschiedenen Netzebenen	Varianten: 1. Kaskade von oben nach unten (gemeinsames ÜNB-Signal) 2. Kaskade von unten nach oben 3. Gesamtoptimiertes Signal über alle Netzebenen (ÜNBs + VNBs) Präferenz: Variante 1 Begründung: Die Datenverteilung einer Kaskade von unten nach oben stellt eine höhere Komplexität der Informationsbereitstellung dar (contra Variante 2). Variante 3 erfordert eine gesamtoptimierte ggf. iterative Signalberechnung mit Vorrang des lokalen Signales. Sie stellt damit eine deutlich höhere Komplexität als eine Addition von 1 und 2 dar (contra Variante 3).

Anzahl der Regionen

Niedrigere vs. höhere Granularität bei der Zahl der Regionen

Zur Beeinflussung des Dispatch-Verhaltens und Strombezugsverhaltens von Marktteilnehmern muss sich das Preissignal in verschiedenen Regionen Deutschlands unterscheiden.

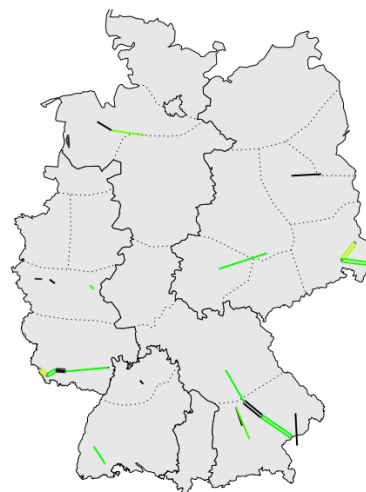
Die Basis für einen Regionenzuschnitt könnten hier beispielhaft die 22 Regionen (siehe rechts) des WAPP¹ sein. In der finalen Zielausprägung wäre auch eine entsprechende Aufteilung in 22 Netzentgeltregionen konsistent und anzustreben. Dabei ist noch zu untersuchen, ob eine sofortige Einführung der 22 Regionen erfolgen sollte oder zu Beginn mit einer Einteilung in wenige Großregionen gestartet wird und eine weitere Aufteilung nur bei Bedarf umgesetzt wird.

Grundsätzlich gilt: Je größer die Anzahl der Regionen, desto zielgerichteter ist die netztechnische Entlastungswirkung.

Die Entscheidung zu einer Abänderung der Regionen sollte auf der erwarteten Wirkung auf die Engpasssituation erfolgen. Bei einer Anpassung der Regionen gilt es außerdem zu beachten, dass dies Auswirkungen auf Kosten bzw. Erlöse der Marktteilnehmer hat und damit die Planungssicherheit von Marktteilnehmern negativ beeinflusst.

(Die obige Grafik wurde aus den operativen Systemführungsprogrammen entnommen. Der Regionenzuschnitt wurde weitestgehend aus der [dena-Netzstudie II \(2010\)](#) übernommen.)

Netzsituation um 5:30



Veröffentlichungsweg

Anregung: Die dynamischen Netzentgelte der ÜNB werden von den ÜNB gemeinsam auf einer geeigneten Plattform mit digitalen Datenschnittstellen veröffentlicht. (Hinweis: Je kürzer der zeitliche Abstand zum Erfüllungszeitpunkt, desto größer die Anforderungen an die Datenplattform)

Veröffentlichungszeitpunkt (initial)

Varianten:

1. Früher als am Vortag
2. Am Vortag, und zwar vor der Day-Ahead-Auktion
3. Am Vortag, und zwar nach der Day-Ahead-Auktion
4. Am Erfüllungstag (vor dem Erfüllungszeitpunkt)
5. Nach Erfüllung (ex-post anhand der tatsächlichen Engpässe)

Präferenz: Variante 2 oder 3

Begründung: Die Engpassprognose für das Übertragungsnetz werden schlechter, je größer der zeitliche Vorlauf ist. Ein Netzentgeltsignal basiert auf diesen

¹ Beim WAPP (Week-Ahead-Planning Process) handelt es sich um ein gemeinsames Tool der vier ÜNB zur Dimensionierung der Netzreserve. Angelehnt an die sog. dena-Regionen wurden für den WAPP 22 Regionen definiert. Im WAPP werden Erzeugung, Verbrauch und Bedarf an Redispatch bzw. Netzreserve regionenscharf für die kommenden 7 Tage prognostiziert.

Aktualisierungen

Prognosen und sollte deshalb auf der einen Seite so spät wie möglich erscheinen, auf der anderen Seite aber Marktteilnehmenden weiterhin eine Reaktion ermöglichen und sich zugleich sinnvoll in die Redispatchprozesse eingliedern.

Für eine Veröffentlichung früher als am Vortag sehen die ÜNB keine Notwendigkeit (contra Variante 1). Eine Veröffentlichung nach der Day-Ahead-Auktion oder am Erfüllungstag liefert zwar bessere Prognosen, ist jedoch zu kurzfristig, um sinnvolle Verhaltensänderungen bei den Kunden anzureizen und in den Redispatchprozessen adäquat zu berücksichtigen (contra Variante 3/4). Bei einer Veröffentlichung ex-post auf Basis der tatsächlichen Engpässe müssen hingegen die Marktteilnehmer die tatsächlichen Engpässe abschätzen, was die Systemstabilität signifikant beeinträchtigen kann (contra Variante 5).

Bei einer Veröffentlichung der dynamischen Netzentgelte rechtzeitig vor der Day-Ahead-Auktion können alle Marktteilnehmer die Information vollumfänglich in ihrer Gebotsstrategie berücksichtigen. Ein entsprechender Ansatz ist aus Marktsicht optimal (pro Variante 2). Jedoch beinhalten die Prognosen der ÜNB vor Marktschluss noch keine Dispatchentscheidungen und keinen europäischen Stromhandel, sodass sich Engpässe noch recht schlecht abschätzen lassen. Als Alternative könnte ein Netzsignal deshalb auch nach Day-Ahead-Marktschluss am Nachmittag unter Berücksichtigung des geplanten Dispatches veröffentlicht werden. Dadurch ließen sich Engpässe deutlich besser adressieren, Marktakteure müssten ihre Flexibilität jedoch am Intraday-Markt handeln (pro Variante 3).

Varianten:

1. Keine Aktualisierung
2. Eine Aktualisierung am Abend des Vortags
3. Eine Aktualisierung jeweils x Stunden für Erfüllung
4. Kontinuierliche Aktualisierungen

Präferenz: Variante 1

Begründung: Eine Aktualisierung bringt Planungsunsicherheit für die Marktteilnehmer mit sich. Es gilt abzuwägen, ob der potenzielle zusätzliche Nutzen (d.h. die erhöhte Netzdienlichkeit) diese Planungsunsicherheit sowie den zusätzlichen Aufwand für die Erstellung und Nutzung einer aktualisierten Veröffentlichung überwiegt. Diese Abwägung hängt auch von der Wahl des initialen Veröffentlichungszeitpunkts ab. Eine initiale Umsetzung der dynamischen Netzentgelte ohne Aktualisierung erscheint pragmatisch.

Beispiel für Aktualisierung, ohne Gütebewertung: Die Veröffentlichung findet in zwei Stufen statt. Eine erste Veröffentlichung mit stündlicher Auflösung findet vor der Day-Ahead-Auktion statt. Eine aktualisierte Veröffentlichung mit viertelstündlicher Auflösung, die abrechnungsrelevant wäre, findet um 18 Uhr des Vortags statt, wobei die dynamischen Netzentgelte je Viertelstunde um höchstens +/-20% von den initialen dynamischen Netzentgelten der entsprechenden Stunde abweichen dürfen.

Design des Signals

Signalgrundlage

Die Prognosen der Systemdienstleistungsbedarfe (u.a. Redispatch-Bedarfe) und damit die dynamischen Netzentgelte sollten von den Ergebnissen der etablierten europäischen Betriebsplanungsprozesse abgeleitet werden. Je nach Veröffentlichungszeitpunkt sollte der letzte verfügbare Prognoselauf die Grundlage bilden (WAPP, DACF, pRD1, pRD2, Intraday).

Preiskomponenten (bezogen auf die gesamten ÜNB-Netzentgelte)

Varianten:

1. Fixkostenanteile der ÜNB-Netzentgelte via Leistungs- oder Kapazitätspreiskomponente wälzen, die dynamischen Betriebskosten via dynamische Arbeitspreiskomponente
2. Wie Variante 1, aber der Anteil der dynamische Arbeitspreiskomponente ist nicht auf die dynamischen Betriebskosten beschränkt
3. Ausschließlich eine dynamische Arbeitspreiskomponente
4. Zu- und Abschläge auf Arbeitspreiskomponente

Präferenz: Variante 1 oder Variante 4

Begründung:

Aus Sicht der Netzentgeltlogik sollte die dynamische Komponente der Netzentgelte als Arbeitspreis ausgestaltet werden. Ein zeitvariabler Arbeitspreis setzt im Viertelstunden- oder Stundenraster einen unmittelbaren, leicht verständlichen Anreiz zur Lastverlagerung. Im Gegensatz zu einer Leistungspreis-Komponente kann so ein unmittelbarer Anreiz gesetzt werden, der leicht für Marktteilnehmer nachzuvollziehen ist und deren Reaktion besser prognostizierbar macht. Variante 1 ist aus wohlfahrtsökonomischer Sicht die stringenteste Umsetzung: Sie bildet dynamische, zeit- und ortsabhängige Betriebskosten des Netzes ab (u. a. Netzverluste, Redispatch- und Engpassmanagementkosten, Regelenergiekosten) und verteilt sie verursachungsgerecht. Dadurch werden die marginalen Netzkosten in den jeweiligen Zeitfenstern sichtbar und können gezielt reduziert werden.

Auf der anderen Seite sendet der Börsenpreis bereits ein Systemsignal: Hohe Preise stehen für Knappheit an Erzeugung oder Flexibilität, niedrige Preise für Überschüsse. Heute richten Marktteilnehmer ohne dynamische Netzentgelte ihre Flexibilität primär an diesem Signal aus. Sollen jedoch netzseitig Verhaltensänderungen angereizt werden, die situativ dem Börsensignal entgegenlaufen muss das dynamische Netzentgelt das Börsensignal gezielt überlagern. Zeit- und ortsvariable Zuschläge bzw. Abschläge auf den Arbeitspreis erzielen dann die größte Lenkungswirkung (Variante 4). Theoretisch könnten Abschläge auch so ausgestaltet werden, dass das dynamische Netzentgelt negativ wird.

Zeitliche Dynamik

Varianten:

1. Stündliche Auflösung
2. Viertelstündliche Auflösung
3. Initial stündlich, später viertelstündlich

Preisgranularität

Präferenz: Hängt vom initialen Veröffentlichungszeitpunkt ab und ob es Aktualisierungen geben wird; entsprechend den obigen Präferenzen würde hieraus Variante 1 resultieren

Begründung: Bei einer Veröffentlichung vor der Day-Ahead-Auktion muss diese mit stündlicher Auflösung erfolgen, da der WAPP-Betriebsplanungsprozess auf einer stündlichen Auflösung basiert. Für eventuelle Aktualisierungen nach der Day-Ahead-Auktion wäre eine viertelstündliche Auflösung naheliegend.

Varianten:

1. Fixe Anzahl an Preisstufen und fixe Preisniveaus
2. Fixe Anzahl an Preisstufen und täglich schwankende Preisniveaus
3. Kontinuierliches Signal (z.B. eurocentschaf in €/kWh)

Präferenz: Variante 1 als kurzfristige Lösung; Zielbild ist langfristig Variante 3

Begründung: Eine initiale Einführung mit festgelegten Preisstufen minimiert den administrativen Aufwand (Abrechnung, Erstellung und Befüllung von Erhebungsbögen, Netzentgeltkalkulation, Regulierungskonto), erleichtert die Implementierung sowie die Quantifikation von Verbraucherreaktionen und bietet einen guten Einstieg, um Prozesse schrittweise anzupassen. Als langfristiges Ziel bleibt ein kontinuierliches Signal attraktiv, da es präziser ist und mit einer kontinuierlicheren Datenbasis potenziell bessere Effizienz- und Verhaltenswirkungen erwartet werden. Die Umstellung auf ein kontinuierliches Modell muss mit Blick auf relevante Systeme und Prozesse sorgfältig geplant werden.

Preisgrenzen

Varianten:

1. Keine Preisgrenzen
2. Eine obere Grenze
3. Eine untere Grenze
4. Eine obere und eine untere Grenze

Präferenz: Variante 4

Begründung: Durch Preisgrenzen wird der Schaden von falsche Datenmeldungen eingeeengt sowie die Planbarkeit für die Marktteilnehmer erhöht.

Wechselwirkung mit den Märkten

Spotmärkte: Dynamische Netzentgelte werden sich mit zeitvariablen Energiepreisen (bzw. dynamischen Stromtarifen) überlagern. Dies kann zu einer Verstärkung oder Abschwächung netzdienlicher Anreize der dynamischen Netzentgelte führen, je nachdem, ob die Preissignale aus dem Spotmarkt in die gleiche oder entgegengesetzte Richtung wirken. Darüber hinaus wäre denkbar, dass viele Verbraucher gleichzeitig auf niedrige Preise reagieren, was zu neuen Lastspitzen führen kann, die das Netz belasten. Dies erfordert eine sorgfältige Gestaltung der Preissignale (vgl. bspw. Veröffentlichungszeitpunkt, Aktualisierung, und Design des Signals) um solche Effekte bestmöglich zu antizipieren, ließe sich aber nicht in jedem Fall vermeiden. Das gleiche gilt auch für die Überlegungen zur Signalgestaltung mit Wirkung auf Speichern, die sich kurzfristig und zusätzlich im Intraday weiter optimieren.

Regelenergie: Aktuell gehen wir davon aus, dass es keine signifikanten Wechselwirkungen mit den Regelenergiemärkten geben wird — relevante Teilnehmer (Erzeuger, Batterien) werden in diesem Papier nicht betrachtet. Verbraucher sind zwar präqualifiziert, aber sie spielen in diesem Marktsegment kaum eine Rolle.

Kapazitätsmärkte: Je nachdem, wie die Kostenteilung eines Kapazitätsmarktes ausgestaltet wird, sind Wechselwirkungen möglich. Falls die Kapazitätsmarktkosten gleichmäßig über eine Umlage verteilt werden, gäbe es keine signifikanten Wechselwirkungen. Falls die Kosten verursachergerecht (höhere Kosten in den Knappheitszeiten) verteilt werden, wären Überlagerungen der Preissignale möglich.

Adressaten des Signals

Allgemeines zum Adressatenkreis

Je größer der Adressatenkreis, desto mehr Wirkung könnten dynamische Netzentgelte entfalten. Idealerweise werden alle Marktteilnehmer einbezogen. Dynamische Netzentgelte sollten als impliziter Anreizmechanismus gestaltet werden (und wären dies mit den obigen Varianten), d.h. es besteht keine direkte vertragliche Verbindung zwischen dem anreizenden Netzbetreiber und den Marktteilnehmern.

Adressatenkreis Großverbraucher

Direkt am Übertragungsnetz gibt es nur wenige Letztverbraucher mit geringem Volumen. Somit sind dynamische Netzentgelte allein im Übertragungsnetz nicht zielführend. Das dynamische Netzentgelte der ÜNB sollte von den VNB an ihre Letztverbraucher weitergereicht werden.

Adressatenkreis mittlere Verbraucher (v.a. Mittelspannung)

(stark inhomogene Gruppe, die daher nicht differenziert betrachtet wurde)

Adressatenkreis Kleinstverbraucher (Niederspannung)

Kleinstverbraucher sind heute in der Regel nicht mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet, die notwendig wären, um die finanzielle Anreizwirkung von dynamischen Netzentgelten in Anspruch nehmen zu können. Nach einer geeigneten Übergangszeit sollten alle Endnutzer mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet sein und könnten dann in die dynamischen Netzentgelte einbezogen werden. Bei flexiblen Verbrauchern erfolgt nach §14a EnWG die Umstellung früher, die Kunden haben bereits die Wahloption für zeitvariable Netzentgelte. Sukzessive ist auch hier eine Umstellung auf dynamische Netzentgelte denkbar, allerdings ist dort die lokale Netzsituation der primäre Fokus. In der aktuellen Netzentgeltsystematik macht der Anteil der ÜNB-Netzentgelte am Gesamtnetzentgelt der Endverbraucher in der Niederspannung ca. 10% aus. Daher ist der Anreiz von dynamischen Netzentgelten der ÜNB auf Adressaten im Niederspannungsnetz im Vergleich zu anderen Netzebenen geringer.

Adressatenkreis Speicher/Elektrolyseure Adressatenkreis Erzeuger

Die Entgeltbefreiung läuft aus und Netzentgelte sollten an netzdienliche Kriterien geknüpft werden. Dynamische Netzentgelte können hier ein Signal sein. (nicht betrachtet – siehe Eingangsprämissen)

4. CHANCEN UND NUTZEN

Die Einführung dynamischer Netzentgelte kann vor allem im VNB-Netz einen relevanten Beitrag zur Reduktion von Netzengpässen leisten. Durch zeitlich variable Netzentgelte entsteht ein finanzieller Anreiz für Verbraucher, ihren Stromverbrauch in netzentlastende Zeiträume mit entsprechend niedrigeren Entgelten zu verlagern. Dieses flexible Verhalten kann die Auslastung der Netzinfrastruktur verbessern und den Bedarf an kostenintensiven Redispatch-Maßnahmen senken.

Aus Energiesystemsicht kann die gezielte Steuerung des Verbrauchs über dynamische Netzentgelte die Effizienz des Gesamtsystems steigern. Wenn Netzengpässe über Preissignale in das Verhalten der Marktteure integriert werden, lassen sich Erzeugung und Verbrauch besser koordinieren. Dies führt zu einer verbesserten Nutzung vorhandener Infrastruktur und kann die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromversorgung reduzieren und somit Wohlfahrtseffekte steigern. Besonders relevant ist dies, da Verbraucher bislang vom kostenbasierten Redispatch ausgenommen sind und somit keine Möglichkeit haben, aktiv zur Netzstabilität beizutragen.

In der Praxis kann sich die höhere Effizienz durch die Eröffnung neuer Geschäftsmodelle und konkreter Anwendungen zeigen. Ein Beispiel ist der gezielte Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen in Zeiten niedriger Netzentgelte: Durch sehr günstige Stromkosten in netzentlastende Stunden mit hoher Erneuerbaren-Verfügbarkeit wird die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung anstelle von Gas attraktiv (Stichwort Fuel Switch). Gleichzeitig wird dadurch die Netzstabilität verbessert. Dieser Anwendungsfall zeigt beispielhaft, wie wirtschaftliche Anreize durch dynamische Netzentgelte insgesamt zu einem effizienteren und nachhaltigeren Energiesystem führen können.

5. HERAUSFORDERUNGEN

Trotz der potenziellen Vorteile dynamischer Netzentgelte für Netzbetrieb und Systemeffizienz sind mit ihrer Einführung erhebliche Herausforderungen verbunden:

Prognosefehler: Um Netzengpässe mittels eines ex-ante festgelegten dynamischen Entgelts korrekt zu adressieren, braucht es eine möglichst exakte Prognose, insbesondere der Wetterlage. Damit Verbraucher dieses Netzentgelt bereits in ihr Gebot am Day-Ahead-Markt einpreisen können, bietet sich eine Veröffentlichung des endgültigen Entgelts bereits vor Day-Ahead-Marktschluss an. Zu diesem Zeitpunkt sind die Engpassprognosen jedoch noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Der Dispatch der Kraftwerke sowie der Auslandshandel, der jeweils große Auswirkungen auf die Engpässe hat, müssen mittels historischer Daten abgeschätzt werden.

Eine bessere Prognose ist hingegen nach Day-Ahead-Marktschluss und vor Start des Intraday-Handels möglich. Hier liegen bereits Dispatchinformationen vor, sodass sich die Prognoseungenauigkeiten (gegenüber der tatsächlichen Erbringung) auf Prognoseabweichungen von Erneuerbaren Energien und den daraus resultierenden Intraday-Bewegungen resultieren. In diesem Fall müssen Marktteure, die auf das Netzsinal reagieren wollen, jedoch im Intradayhandel ihre Position verändern.

Zusätzlich zu berücksichtigen ist, dass die Unsicherheit der Engpassprognose zum Zeitpunkt der Veröffentlichung berücksichtigt werden muss, um engpassverstärkendes Verhalten von Verbrauchern zu vermeiden. Durch den weiter fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Integration von großen Kapazitäten an Batteriespeichern wird diese Prognoseungenauigkeit zukünftig noch weiter zunehmen.

Erlösstabilität: Ein Problem besteht in der Erlösvolatilität für die teilnehmenden Netzbetreiber: Da die Netzentgelte zeitlich in Abhängigkeit der Netzengpässe variieren, schwanken auch die daraus resultierenden Einnahmen, was die Erlösstabilität gefährdet. Unterschiede sind dabei sowohl im Zeitverlauf als auch zwischen verschiedenen Netzbetreibern zu erwarten. Um dies auszugleichen, könnten zusätzliche Mechanismen erforderlich werden. Zudem kann eine gestärkte Leistungspreis-, Grundpreis- oder Kapazitätspreiskomponente die Schwankungen im Arbeitspreis in ihrer Bedeutung abmildern und die Finanzierung der Netzbetreiber absichern.

Regionale Unterschiede: Die regionale Differenzierung von Netzentgelten führt zu einer ungleichen Belastung der Verbraucher. In Regionen, die häufiger hinter Netzengpässen liegen, wären die Entgelte deutlich höher als in Gebieten vor den Engpässen. Profitierende Akteure, die vor systematischen Engpässen liegen, können mit im Vergleich zum Status quo geringeren Netzentgelten sogenannte *Windfall Profits* erwirtschaften. Umgedreht würden Unternehmen hinter systematischen Engpässen mit höheren Entgelten konfrontiert. Entsprechende Unterschiede können über Ausgleichsverfahren zwar korrigiert werden, jedoch ist dies wiederum mit einem höheren Aufwand verbunden.

Koordinationsaufwand: Die Einführung eines solchen Systems wäre mit einem enormen Umsetzungs- und Koordinationsaufwand verbunden, insbesondere im Hinblick auf die Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern auf mehreren Ebenen. Da relevante Verbrauchsmengen vor allem im Verteilnetz liegen, muss das ÜNB-Signal dort wirksam angewendet werden. Dafür braucht es eine enge Kooperation und eine technische Integration mit Etablierung von gemeinsamen Standards. Für eine erfolgreichen Umsetzung dynamischer Netzentgelte bedarf es daher eines hohen zeitlichen Vorlaufs von mehreren Jahren.

Unsichere Wirkung: zusätzlich zu den Prognosefehlern gibt es einen weiteren Unsicherheitsfaktor – die Reaktion der Netznutzer auf das Preissignal. Gerade bei Neueinführung der dynamischen Netzentgelte ist dem Netzbetreiber noch völlig unbekannt, wie die betroffenen Akteure auf das Preissignal reagieren werden. Dadurch ergibt sich ein Risiko, das Preissignal stark zu über- oder unterschätzen. Dieses wird vermutlich mit der Zeit durch Lerneffekte und mit der zunehmenden Erfahrung von dynamischen Stromtarifen geringer werden, aber auch nie völlig ausgeschlossen werden können.

Inc-Dec-Gaming: Bei regional und zeitlich unterschiedlichen Netzentgelten muss zudem das Risiko von Inc-Dec-Gaming analysiert werden. Beispielsweise können Marktakteure sich mit ihrem Dispatch in einer Weise positionieren, dass sie einen Engpass vermeiden und dadurch die Engpassprognose in Richtung eines niedrigeren Netzentgelts verschieben. Nach Veröffentlichung können sie ihre Fahrplandaten dann in Richtung der eigentlich von Beginn an geplante Fahrweise verändern und von dem niedrigen Netzentgelt profitieren. Neben einer Optimierung auf Kosten anderer Marktakteure birgt dies auch Risiken für die Systemsicherheit. Ein Risiko für Inc-Dec-Gaming besteht explizit nur bei Veröffentlichung nach Day-Ahead-Marktschluss und nur bei dem Teil der Last, der mittels Fahrplanmeldungen angemeldet wird. Bei Bekanntgabe vor dem Day-Ahead-Marktschluss hingegen geschieht die Berechnung des Netzentgelts unabhängig vom Dispatch auf Basis von tatsächlichen, historischen Daten, welche durch Marktakteure nicht in dieser Form manipuliert werden können.

Zudem sind dynamische Netzentgelte für folgende Problemfelder aus Sicht der ÜNB ungeeignet:

- Kurzfristig auftretende Redispatch Befunde: für die Planbarkeit der Marktakteure sollten dynamische Netzentgelte idealerweise vor Day-Ahead gate closure, oder maximal in einem intraday-update, nicht aber näher an Echtzeit, veröffentlicht werden (siehe Kapitel Ausgestaltungsvarianten). Daher können sie keinen nennenswerten Beitrag zur Reduktion kurzfristig auftretender Engpässe nah an Echtzeit liefern.
- Garantierte Netzsicherheit: Dynamische Netzentgelte sind kein festes Kontrollsignal mit dem Lastflüsse garantiert in ausreichendem Maße abgesenkt oder erhöht werden können, denn sie beruhen auf Vorhersagen sowohl zu den erwarteten Lastflüssen wie auch den Reaktionen der Verbraucher auf das Preissignal. Daher müssen sie zwingend um andere Maßnahmen ergänzt werden, welche die N-1 Sicherheit des Netzes gewährleisten.

6. FAZIT

Dynamische Netzentgelte können ein Konzept sein, um Netzengpässe im Übertragungsnetz angemessen bei Verbrauchern einzupreisen und entsprechend Anreize für ein kombiniertes markt- und netzdienliches Verhalten zu setzen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | Seite 11 von 11

Durch eine Einführung von dynamischen Netzentgelten ergeben sich für Verbraucher neue Anreize zur Flexibilitätserbringung unter Berücksichtigung von Netzaspekten und neuen Geschäftsmodellen (z.B. Nutzung von Überschuss-Strom zur Wärmeerzeugung im industriellen Maßstab mittels Power-to-Heat).

Aus Netzbetreibersicht hingegen haben dynamische Netzentgelte bei passender Umsetzung positive Auswirkungen auf den Netz- und Systembetrieb. Verbraucher erhalten hierdurch einen Anreiz zum netzdienlichen Verhalten und leisten damit einen Beitrag zur Reduktion von frühzeitig prognostizierbaren Netzengpässen.

Bei passender Ausgestaltung könnte der Anstieg des Redispatchbedarfs durch ein solches Instrument voraussichtlich abgemildert werden. Es ist jedoch nicht gewährleistet, dass dynamische Netzentgelte dem wachsenden Spitzenbedarf des Redispatches hinreichend wirksam begegnen. Gleichzeitig entfalten die dynamischen Netzentgelte, sofern sie nicht kurzfristig angepasst werden, keine Auswirkungen auf kurzfristige Engpassbefunde. Da dynamische Netzentgelte diese beiden Probleme nicht (ausreichend) adressieren, braucht es unabhängig von der Einführung dynamischer Netzentgelte auch zahlreiche andere Maßnahmen, um einen stabilen Systembetrieb in Zukunft sicherzustellen.

Die Umsetzung in der Praxis geht jedoch mit etlichen Herausforderungen einher. So braucht es zum einen zielgenaue Prognosen und zum anderen eine Beteiligung von allen Verteilnetzbetreibern, Lieferanten und Endverbrauchern, um tatsächlich Flexibilitäten zur signifikanten Reduktion von tatsächlich bestehenden Netzengpässen gegenüber dem Status quo zu heben. Darüber hinaus bedarf es u.a. der Installation von Smart Metern in den entsprechenden Netzen, Datenkommunikationsstrukturen, Softwarelösungen sowie vertragliche und gesetzliche Voraussetzungen. Nur wenn diese Faktoren erfüllt sind, können dynamische Netzentgelte einen Beitrag für ein effizienteres Stromsystem leisten. Für die Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen und Prozesse ist ein großer zeitlicher Vorlauf einzuplanen. Die genannten Herausforderungen werden auch dadurch erschwert, dass es bisher noch keine praktischen Erfahrungen mit dynamischen Netzentgelten auf großen Skalen gibt. Abgesehen von kleineren Pilotprojekten ist kein Fall bekannt, bei dem volldynamische Entgelte basierend auf Lastflussprognosen eingeführt wurden, weder auf VNB- noch auf ÜNB-Ebene. Dadurch ergibt sich ein gewisses Risiko, da man neue Prozessabhängigkeiten einführt und auf keine bestehenden Erfahrungen zurückgreifen kann. Eine adäquate Testphase wäre daher vorzusehen.

In Abwägung von Herausforderungen und dem möglichen Nutzen sprechen sich die vier ÜNB dafür aus, die Einführung dynamischer Netzentgelte weiter ergebnisoffen zu prüfen. Gerne möchten wir die BNetzA mit unserer Expertise dabei konstruktiv begleiten.