

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

DYNAMISCHE NETZENTGELTKOMPONENTE

KONSULTATIONSBEITRAG DER 4ÜNB ZUM SACHSTANDSPAPIER
DER BNETZA

STAND: FEBRUAR 2026

GLIEDERUNG

1. BISHERIGE ENTWICKLUNGEN
2. DARSTELLUNG UND EINORDNUNG DES BNETZA-VORSCHLAGS
3. HERAUSFORDERUNG 1: PROGNOSEQUALITÄT
4. HERAUSFORDERUNG 2: SIGNALDURCHREICHUNG UND REAKTION
5. HERAUSFORDERUNG 3: UMSETZUNG
6. WEITERE ASPEKTE
7. BEANTWORTUNG DER FRAGEN AUS DEN ORIENTIERUNGSPUNKTEN

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Kurzzusammenfassung

Im November 2025 hatten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ein gemeinsames Diskussionspapier¹ vorgelegt, in dem eine dynamische Entgeltkomponente skizziert wurde, die gezielt Engpässe im Übertragungsnetz adressieren soll. Der Schwerpunkt lag dabei auf klassischen Verbrauchern. Erzeuger und Einspeiser wurden in diesem Papier nicht explizit betrachtet. Neben den Chancen eines dynamischen Entgelts wurden auch die damit verbundenen Herausforderungen benannt sowie konkrete Vorschläge für eine praktische Umsetzung unterbreitet.

Wir begrüßen, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) viele dieser Punkte in ihren Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgelten² aufgegriffen hat. Seit Veröffentlichung des Diskussionspapiers haben die ÜNB das Thema weiterführend analysiert und praxisnah bewertet. Folgende Erkenntnisse leiten wir aus unserer Prüfung ab:

- **Herausforderung Engpassprognose:** Engpässe im Übertragungsnetz zeigen keine klaren, wiederkehrenden Muster und lassen sich nur mit sehr kurzem zeitlichem Vorlauf von wenigen Stunden gut prognostizieren. Grund hierfür sind systemimmanente Schwierigkeiten, in einem von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dominierten System Marktergebnisse von Day-Ahead- und Intraday-Märkten korrekt vorherzusagen und lokal präzise zu verorten. Die europäische Marktkopplung und grenzüberschreitende Stromflüsse erhöhen die Komplexität zusätzlich. Analysen der 4ÜNB zeigen, dass Engpässe nicht ausreichend gut vorhergesagt werden können, um ein wirksames dynamisches Netzentgelt bereits vor dem Day-Ahead-Marktschluss zu veröffentlichen. Mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien wird diese Herausforderung in den kommenden Jahren noch zunehmen.
- **Wirkung auf Verbraucher:** Die Verbrauchsseite weist heute nur eine relativ geringe Preiselastizität auf. Industrie- und Gewerbeprozesse sind meist nur in einem geringen Maße flexibilisierbar (auch bei Abschaffung der heutigen Netzentgelthemmnisse). Haushalte verfügen zunehmend über Flexibilitätspotenziale (u.a. aus Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Batteriespeichern), die über verschiedene Mechanismen adressiert werden können. Zu deren vollständiger Hebung sind jedoch noch Hürden zu überwinden (z.B. Smart Meter Rollout, Anpassungen am Regulierungsrahmen). Verbrauchsflexibilität wird künftig eine relevante Rolle spielen, jedoch in erster Linie zur Verschiebung über einige Stunden. Eine Verschiebung über mehrere Tage oder ein zusätzlicher bzw. reduzierter Energieverbrauch ist nur im geringen Maße zu erwarten. Der Einfluss auf langanhaltende Engpässe im Übertragungsnetz ist deshalb derzeit begrenzt. Um eine signifikante Wirkung zu erzielen, bedarf es zudem großer preislicher Unterschiede, welche dann jedoch zu erheblichen regionalen Umverteilungseffekten – insbesondere für unflexiblen Verbrauch – führen.
- **Wirkung auf Erzeuger:** Erzeuger stellen den größten Teil der Flexibilität im derzeitigen Energiesystem. Ein dynamisches Netzentgelt würde von den Marktakteuren in ihre Gebote eingepreist werden und damit zu einer geänderten Merit-Order und einem an das Signal angepassten Dispatch führen. Anders als bei den meisten Verbrauchern käme es dabei zu einer tatsächlichen Mehr- oder Mindererzeugung. Allerdings wären für eine signifikante Systemwirkung starke Preissignale erforderlich. Diese würden die Kostenstrukturen je nach Standort erheblich verändern und könnten Investitionen in erneuerbare Energien an vielen Standorten unwirtschaftlich machen, sofern keine flankierenden Anpassungen – z. B. im EEG – erfolgen. Darüber hinaus sind Auswirkungen auf den europäischen Strommarkt noch zu analysieren. Zu einem dynamischen Erzeugerentgelt werden wir uns im entsprechenden Konsultationsprozess ausführlicher äußern.

¹ [Dynamische Netzentgelte - Diskussionspapier der vier Übertragungsnetzbetreiber \(Stand: November 2025\)](#)

² [Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA \(Stand: 17. Dezember 2025\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

- **Wirkung auf Speicher:** Speicher sind grundsätzlich flexible Assets, wobei insbesondere Batteriespeicher typischerweise einen oder mehrere Lade- und Entladezyklen pro Tag durchlaufen und die Speicher-Kapazität begrenzt ist. Ein dynamisches Netzentgelt könnte den Zeitpunkt und zeitlichen Verlauf dieses täglichen Zyklus beeinflussen und kurzzeitige Engpässe in ihrer Intensität mindern. Längere Engpässe lassen sich dadurch hingegen mit Speichern nicht auflösen. Für eine zielgerichtete Steuerung sind präzise Prognosen der engpassrelevanten Stunden notwendig sowie eine realistische Abschätzung der Wechselwirkungen mit Intraday-Preisen und der Nachhol- bzw. Verlagerungseffekte des Speichers durch das Netzsignal. Die nötige Prognosequalität vor dem Day-Ahead-Marktschluss ist nicht gegeben. Eine spätere Aktualisierung der Signale wäre technisch denkbar, aber mit erheblichen Inc-Dec-Risiken verbunden. Zu einem dynamischen Speicherentgelt werden wir uns im entsprechenden Konsultationsprozess ausführlicher äußern.
- **Resultierende Wirkung auf Redispatch-Bedarf:** Eine Reduktion des Redispatch-Bedarfs setzt voraus, dass Last- oder Erzeugungsveränderung nicht nur im erheblichen Umfang, sondern auch so zuverlässig erfolgt, dass die ÜNB diese bei der Bewertung der Systemsicherheit anstelle eines gesicherten Redispatch-Potentials berücksichtigen können. Die Prognoseunsicherheiten potenzieren sich also mit den Unsicherheiten in der Anreizwirkung, die grundsätzlich jeden Tag eine andere sein kann. Daher ist es möglich, dass sich bei Einführung eines dynamischen Netzentgelts auch mittel- und langfristig keine signifikante Reduktion der Redispatch-Bedarfe einstellt.
- **Hoher Umsetzungsaufwand:** Die Einführung dynamischer Netzentgelte mit einer ÜNB-Komponente wäre in der gesamten Branche mit einem sehr hohen Aufwand verbunden. Auf Seiten der ÜNB wäre die Erstellung und Veröffentlichung eines Engpasssignals mit Aufwand in der Systemführung verbunden. Auch bei der Abrechnung und Wälzung der Netzentgelte erhöht sich die Komplexität. Dieser Umsetzungsaufwand geht mit zusätzlichen personellen und IT-Ressourcen einher und ist deshalb nur bei einer spürbaren positiven Wirkung auf das Engpassmanagement der ÜNB zu rechtfertigen. Der weit größere Aufwand läge wohl bei Verteilnetzbetreibern (VNB), Lieferanten und Endkunden, verbunden mit umfangreicher Koordination, neuen Abrechnungsprozessen und dem Aufbau zusätzlicher IT- und Kommunikationsstrukturen.
- **Finanzielle Auswirkungen:** Die Einführung eines dynamischen Entgelts wäre mit erheblichen finanziellen Risiken und Zusatzaufwänden verbunden. Das Konzept setzt zwar auf einen symmetrischen Ausgleich von Mehr- und Mindereinnahmen aus dem AP 3 im Jahresverlauf, in der praktischen Umsetzung ist jedoch insbesondere in der Einführungs- und Lernphase mit deutlichen temporären Erlösabweichungen zu rechnen. Hieraus ergeben sich relevante Liquiditätsrisiken für die ÜNB, da unter anderem Ein- und Auszahlungen zeitlich auseinanderfallen und kurzfristiger Finanzierungsbedarf entstehen kann. Zugleich würde die Abwicklung dynamischer Entgeltkomponenten umfangreiche Zahlungsströme auslösen (auch über mehrere Akteure hinweg), sodass engmaschigere Abrechnungszyklen erforderlich werden. Hohe Volumina bei gleichzeitig schwankenden Ein- und Auszahlungen können zu Finanzierungsspitzen führen und Zwischenfinanzierungen notwendig machen, die mit zusätzlichen Kosten verbunden sind. Darüber hinaus erschweren volatile Entgelterlöse eine verlässliche Liquiditäts- und Finanzierungsplanung. Insgesamt können bei der Anwendung dynamischer Entgelte zusätzliche wirtschaftlichen Risiken und Mehrkosten entstehen.

In der Abwägung aller Aspekte sehen die 4ÜNB die Einführung einer dynamischen Entgeltkomponente für klassische Verbraucher, die Engpässe des Übertragungsnetzes abbildet, weitestgehend kritisch.

Eine vertiefte Bewertung von Aufwand und Nutzen bei Speichern und Einspeisern erfolgt in den entsprechenden Konsultationsbeiträgen.

Der erwartbare Nutzen aus einer dynamischen ÜNB-Komponente für klassische Verbraucher rechtfertigt nach unserer jetzigen Einschätzung den erforderlichen Aufwand nicht. Die für eine spürbare Wirkung notwendigen Preissignale würden erhebliche regionale Verteilungswirkungen auslösen und wären, ohne aufwändige Ausgleichsmechanismen,

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

entsprechend politisch zu vermitteln. Aufgrund der Herausforderung bei der Prognose der Engpasssituation im Vorfeld der tatsächlichen Stromlieferung wäre die ÜNB-Komponente zudem in bestimmten Zeiten weder effektiv in ihrer Wirksamkeit, noch effizient in den Kosten. Dies geschieht, wenn Stunden mit Redispatch im Vorfeld nicht adäquat erkannt und entsprechend kein Engpasssignal gesetzt wird oder bei fälschlich prognostizierten Engpässen Anreize entstehen, Engpässe zu entlasten, die sich später gar nicht eingestellt hätten. Zudem würde die Implementierung von dynamischen Netzentgelten auf Seiten von Marktteilnehmern und Netzbetreibern Ressourcen binden, die für die Umsetzung von wirksameren Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs benötigt werden.

Unsere Betrachtungen beziehen sich auf ein dynamisches Netzentgelt auf ÜNB-Ebene. Zu einem dynamischen Entgelt auf Verteilnetzebene positionieren wir uns hiermit nicht.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

1. Bisherige Entwicklungen

Bekanntlich hat die durchschnittliche Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsorten im deutschen Stromsystem in den letzten Jahren stark zugenommen, ohne dass der dadurch zunehmende Transportbedarf im Marktdesign reflektiert wird. Neben dem langfristigen Netzausbau bedienen sich Netzbetreiber kurzfristig des Instruments des Redispatches um den sicheren Transport sowie Verteilung des Stroms zu gewährleisten. Über die etablierten Redispatch-Prozesse werden Erzeugungsanlagen vor dem Engpass reduziert und hinter dem Engpass hochgefahren – durch Redispatch 2.0 auch unter Einbeziehung von Erzeugern in den Verteilnetzen. Verbraucher sind nicht Teil der heutigen Redispatch-Prozesse und werden nur sehr eingeschränkt (z.B. durch § 13k EnWG) adressiert.

Im Jahr 2024 mussten 15,3 TWh Strom mittels Redispatch abgeregelt werden³. Bezogen auf die Nettostromerzeugung 2024 von 465,9 TWh bedeutet dies, dass etwa jede 30. Kilowattstunde nicht transportiert werden konnte⁴. Aus den Redispatch-Maßnahmen folgen für die Kraftwerksbetreiber entgangene Erlöse (Leistungsreduktion) bzw. zusätzlichen Kosten (Leistungserhöhung), welche durch die 4ÜNB erstattet werden. Im Jahr 2024 lagen diese Kosten bei 2,66 Mrd. Euro, wobei 1,93 Mrd. Euro auf die eigentlichen Abrufe entfielen und 730 Mio. Euro für Vorhaltungen von Netzreservekraftwerken ausgegeben wurden⁵.

Zukünftige Herausforderungen im Engpassmanagement

Zwar wird durch die Inbetriebnahme der großen HGÜ-Leitungen in den kommenden Jahren eine Entlastung erwartet, jedoch wirken der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien – insbesondere der Windenergie – sowie eine künftig stärkere Flexibilität auf der Verbrauchsseite mit gewünschten marktlichen Reaktionen auf Preissignale engpassverschärfend. Die ÜNB stehen beim Engpassmanagement daher auch perspektivisch vor erheblichen Herausforderungen.

Dies gilt insbesondere in zwei Dimensionen:

- **Spitzen-Redispatch:** Analysen der ÜNB zeigen, dass ohne Weiterentwicklung des Marktdesigns der erforderliche Spitzen-Redispatch (höchste Menge an gleichzeitig anzuweisenden Redispatch innerhalb eines Jahres) in 2030 auf über 50 GW⁶ ansteigen wird (2020: max. ca. 25 GW). Für diese hohen Bedarfe müssen jederzeit ausreichend adressierbare Erzeugungsanlagen verfügbar sein, um auch zukünftig die Netz- und Systemstabilität sicherzustellen.
- **Kurzfristige Befunde:** Viele Engpässe im Übertragungsnetz ergeben sich häufig mit kurzem Vorlauf (weniger als drei Stunden vor der Erbringung). Verursacht werden kurzfristige Befunde insbesondere durch den kurzfristigen absoluten Prognosefehler fluktuierender Erneuerbarer, welcher durch den weiteren Zubau von Anlagen weiter ansteigen wird, selbst wenn eine Verbesserung der Prognosemethoden relative Prognosefehler absenken kann. In den letzten zwei Stunden vor Erbringung wird dieser kurzfristige Prognosefehler bis 2030

³ Im gleichen Rahmen mussten parallel hinter den Engpässen andere Erzeuger hochgefahren werden.

⁴ Quelle: [BNetzA Monitoringbericht 2025](#), S. 51

⁵ Für das Jahr 2025 wird derzeit eine Reduktion des Maßnahmenvolumens auf 14,4 TWh prognostiziert. Die Kosten liegen jedoch wieder bei 2,66 Mrd. Euro, wobei die Abrufkosten auf 1,67 Mrd. Euro sinken, jedoch die Vorhaltekosten auf 990 Mio. Euro steigen.

⁶ Mengen beziehen sich auf die Summe des positiven und negativen Redispatch. Quelle: LA 2030 (V2022) und interne Analysen

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

voraussichtlich auf 14–17 GW in der Spitze steigen (2020: 6 GW)⁷. Dieser lokale Fehler kann innerhalb der gesamtdeutschen Gebotszone ausgeglichen werden, wodurch bestehende Engpässe deutlich verschärft werden könnten. Besteht beispielsweise bereits ein Nord-Süd-Engpass mit angespannten Netzsituationen, so kann dieser kurzfristig durch eine Gewitterzelle in Süddeutschland und eine daraus resultierende Abnahme der Solareinspeisung deutlich verstärkt werden. Die physikalische Erbringung wird dann statt durch Anlagen nach dem Engpass auch durch Anlagen vor dem Engpass erfolgen und die Engpässe mit kurzer Vorlaufzeit verstärken. Parallel nimmt zudem das aktivierbare Redispatch-Potenzial mit kürzerem Vorlauf weiter ab.

Vor diesem Hintergrund haben die ÜNB bereits deutlich gemacht, dass neben ÜNB-seitigen Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements auch dringend notwendige Änderungen am Marktdesign benötigt werden. Priorität müssen jene Maßnahmen haben, die steigende Spitzen-Redispatch-Bedarfe und/ oder kurzfristige Befunde effektiv und prozessual effizient adressieren.

Konzept Dynamische Netzentgelte

In der wissenschaftlichen Diskussion werden seit Längerem dynamische Netzentgelte als potenzielles alternatives Instrument betrachtet, um Engpässe in das Gebotsverhalten einzupreisen und somit kostenreflexiv abzubilden⁸. Ein besonderer Fokus der Studien lag dabei bislang auf Verteilernetzen und konzeptionellen Ausgestaltungsoptionen, sowie in aktuelleren Analysen auf die Wirksamkeit bei Speichern.

Da Netzentgelte bislang nur von der Entnahmeseite getragen werden, lag der Schwerpunkt der Debatte auf einer Differenzierung von Verbraucherentgelten: In engpassfreien Stunden soll dabei ortsabhängig ein einheitliches Entgelt gelten. In Zeiten mit Engpässen sollen hingegen Verbraucher vor dem Engpass über das Entgelt entlastet und Verbraucher hinter dem Engpass belastet werden. Die günstigeren Entgelte vor dem Engpass sollen dabei einen Mehrverbrauch anreizen, während die höheren Entgelte hinter dem Engpass den Verbrauch reduzieren sollen.

Ziel eines dynamischen Netzentgelts ist es, Engpassmanagementkosten verursachergerecht zuzuordnen, dadurch netzdienliche Verbrauchsanpassungen anzureizen, das Übertragungsnetz zu entlasten und schlussendlich Redispatch-Bedarf sowie daraus resultierende Engpassmanagementkosten zu reduzieren. Eine Internalisierung dieser Engpasskosten soll dabei zu insgesamt effizienteren gesamtwirtschaftlichen Ergebnissen führen.

Aktivitäten der ÜNB

Die ÜNB haben diese Diskussion rund um ein dynamisches Entgelt, das die Engpässe des Übertragungsnetzes adressiert, in den vergangenen Jahren aktiv begleitet. Beispielsweise wurde im Pilotprojekt „Grids and Benefits“ ein netzebenenübergreifendes dynamisches Netzentgelt definiert sowie daraus resultierende verbrauchsseitige Reaktionen mit Stakeholdern in verschiedenen Regionen Deutschlands verprobt. Neben Akteuren aus dem Feld der Verteilnetzbetreiber, Verbrauchern und Wissenschaft haben sich auch zwei ÜNB (TenneT und TransnetBW) an dem Vorhaben beteiligt.

Nachdem die BNetzA im Rahmen des AgNes-Prozesses die Option einer Dynamisierung von Entgeltkomponenten in die Diskussion eingebracht hat, haben die 4ÜNB im November 2025 ein gemeinsames Diskussionspapier zu

⁷ Quelle: Fraunhofer IEE (2023); 99,9 % Quantil der h+2-Prognose.

⁸ U.a. [Weidlich et al. \(2025\)](#), [Monopolkommission \(2025\)](#), [Neon \(2025\)](#), [Czock et al. \(2025\)](#), [Agora Energiewende \(2023\)](#), [Neon \(2023\)](#).

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

dynamischen Netzentgelten veröffentlicht⁹. Das Papier zeigt einen ersten Zwischenstand zu den Überlegungen der 4ÜNB und beschreibt verschiedene Ausgestaltungsvarianten, durch welche ein dynamisches Entgelt eine Wirkung auf Engpässe des Übertragungsnetzes entfalten könnte. Gleichzeitig haben die 4ÜNB in dem Papier auch die großen Herausforderungen bei der Umsetzung benannt, insbesondere hinsichtlich des Aufwands der Netzbetreiberkoordination, der nötigen großen Preis-Spreads für eine signifikante Wirkung wie auch Herausforderungen bei der adäquaten Prognose der Netzengpässe bereits vor Day-Ahead-Marktschluss. Der Fokus des Papiers lag auf einem dynamischen Arbeitspreis für Verbraucher. Eine Dynamisierung der Leistungs- oder Kapazitätskomponente oder eine Umsetzung für Speicher bzw. Erzeuger wurde im Papier nicht behandelt. Erkenntnisse lassen sich teilweise jedoch auf diese Marktteilnehmer übertragen.

Zwischenzeitlich haben die ÜNB diese Fragestellungen wiederholt geprüft und weiterführende Analysen durchgeführt, welche in diesem Konsultationsbeitrag teilweise dargestellt werden. Auf Basis der Orientierungspunkte der BNetzA kann nun ein Abgleich zwischen regulatorischen Leitplanken und der 4ÜNB-Einschätzung erfolgen.

Dieser Beitrag stellt den derzeitigen Kenntnisstand der 4ÜNB zu einem dynamischen Arbeitspreis für allgemeine Verbraucher dar, die Wirkung auf Speicher und Erzeuger wird nur am Rande beleuchtet. Zu möglichen Dynamisierungen für Erzeuger und Speicher werden sich die ÜNB in den folgenden Konsultationsbeiträgen gesondert positionieren.

2. Darstellung und Einordnung des BNetzA-Vorschlags

Die Orientierungspunkte der BNetzA zur Dynamischen Netzentgeltkomponente bauen unmittelbar auf den im November 2025 veröffentlichten Orientierungspunkten zu den allgemeinen Entgeltkomponenten auf. Die dort etablierte Grundlogik – insbesondere die Trennung zwischen Komponenten mit Finanzierungsfunktion und solchen mit Anreizfunktion – wird konsequent fortgeführt und für die dynamische Entgeltkomponente präzisiert.

Innerhalb dieses Rahmens übernimmt der Arbeitspreis 3 (AP3) die Rolle der dynamischen Anreizkomponente. Während Entgeltbestandteile mit Finanzierungsfunktion primär eine sichere Refinanzierung der Netzkosten gewährleisten sollen, adressiert der AP3 explizit die Anreizfunktion. Konkret soll der AP3 als zeit- und ortsvariables Preissignal netzdienliches Verhalten von Verbrauchern, Erzeugern und Speichern anreizen.

Durch eine Dynamisierung der Netzentgelte soll ein netzdienliches Verhalten der Netznutzer gezielt und effizient angereizt werden, sodass sich ein netzdienliches Gebotsverhalten bereits an den Strombörsen ergibt und sich dadurch im Idealfall ein Dispatch einstellt, der keine Netzengpässe mehr erzeugt. Dadurch sollen die Maßnahmen und Kosten im Engpassmanagement deutlich reduziert werden. Da Reaktionen auf entsprechende Anreize freiwillig sind, ein stabiler Netzbetrieb dennoch zu jedem Zeitpunkt sichergestellt sein muss, soll die verpflichtende Mitwirkung von Erzeugern am Redispatch im Werkzeugkasten der Netzbetreiber verbleiben.

Die dynamischen Netzentgelte sollen zu jedem Zeitpunkt so bemessen werden, dass sie das erforderliche Reaktionsvolumen der Netznutzer möglichst punktgenau treffen, ohne zugleich eine Überreaktion hervorzurufen, die Flexibilität unnötig aus dem Markt nehmen würde. Als Orientierung für die Höhe der Preissignale dienen die Grenzkosten des Redispatch, die die BNetzA im Zielbild grob bei etwa 100 €/MWh verortet. Für den Markteinstieg hält die BNetzA jedoch ein niedrigeres Preisniveau für angemessen, das schrittweise ansteigen kann, sobald Erfahrungswerte vorliegen und sich das System stabilisiert.

Die dynamische Komponente soll von Beginn an volldynamisch ausgestaltet sein und damit die volatilen, kurzfristigen Engpasssituationen präzise abbilden. Die Komponente soll viertelstündlich aufgelöst sein, vor dem Day-Ahead-

⁹ [4ÜNB-Diskussionspapier Dynamische Netzentgelte \(Stand November 2025\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Marktschluss veröffentlicht werden und in einem Top-down-Ansatz über die Netzbetreiberkaskade weitergegeben werden. Die BNetzA plant, die dynamische Komponente symmetrisch auszugestalten, sodass Erzeugung und Verbrauch spiegelbildlich adressiert werden (Entgelt für Einspeisung zu einem Zeitpunkt und einem Ort entspricht dem Entgelt für Entnahme, jedoch mit gedrehtem Vorzeichen). Zuerst sollen Speicher in das dynamische Entgelt einbezogen werden, da sie aufgrund ihrer hohen Preissensibilität und der damit verbundenen großen Wirkungsbreite besonders geeignet sind, schon in naher Zukunft substanzielle netzdienliche Reaktionen zu zeigen.

Ab 2029 sollen zunächst Engpasssignale für die Netzebenen 1 bis 3 gebildet werden, perspektivisch sollen auch Engpässe der Netzebene 4 einbezogen werden. Um eine große Zahl der Netznutzer zu adressieren, soll dieses Signal bis in die unteren Netzebenen – einschließlich der Niederspannung – durchgereicht und dort bei den Netznutzern abgerechnet werden; zugleich ist die dynamische Komponente nicht Bestandteil der vertikalen Kostenwälzung.

Mit Blick auf die räumliche Granularität sollen die dynamischen Signale im Übertragungsnetz auf Basis der 22 Regionen des Week-Ahead-Planning-Process (WAPP) gebildet werden, die von uns ÜNB als geeignete räumliche Zuschnitte im Ziel vorgeschlagen wurden. Diese Regionen sollen großräumige Engpasslagen hinreichend präzise abbilden und ermöglichen gleichzeitig eine praktikable Signalbereitstellung.

Aus Sicht der BNetzA führt die Einführung von dynamischen Netzentgelten zwangsläufig zu Mehr- und Minderbelastungen von Kunden in bestimmten Regionen. Flexiblere Kunden (insbesondere Batteriespeicher) können hohen Netzentgelten durch Verhaltensanpassungen weitestgehend entgehen bzw. ggf. davon profitieren, während unflexible Kunden ohne Möglichkeiten zur signifikanten Verhaltensänderung diese tragen müssen. Dies ist jedoch mit Blick auf die Kostenreflexivität als sachgerecht anzusehen. Aufgrund der geringen Stundenzahlen mit dynamisch ausgeprägten Netzkosten bleiben diese laut BNetzA zudem in einem vertretbaren Rahmen.

Die Methodik zur Bemessung des dynamischen Arbeitspreises soll gemeinsam im Branchendialog entwickelt werden. Eine Veröffentlichung der Signale soll über eine zentrale Plattform mit standardisierten Datenschnittstellen erfolgen, um konsistente Zugriffe der verschiedenen Akteure sicherzustellen. Mit Blick auf die Abrechnung soll der AP3 vom jeweiligen Anschlussnetzbetreiber vereinnahmt und entlang der Kaskade an die überlagerten Netzbetreiber weitergereicht werden.

Einordnung des Vorschlags durch 4ÜNB

Geteiltes Problemverständnis: Die Eingriffshäufigkeit und -höhe von Engpassmanagementmaßnahmen gehen für die ÜNB mit großen Herausforderungen einher. Zudem stellen die damit verbundenen Kosten eine Belastung für alle Netzkunden dar. Die 4ÜNB nehmen Seitens der BNetzA ein großes Interesse wahr, den Umfang von Engpassmanagementmaßnahmen im Übertragungsnetz über Anreize in den Netzentgelten deutlich zu reduzieren. Der Vorschlag der BNetzA, die entstehenden Kosten möglichst verursachergerecht den entsprechenden Netzkunden zuzuordnen, macht deutlich, dass die BNetzA das Problemverständnis der ÜNB an dieser Stelle teilt. Reformvorschläge für das Engpassmanagement wie z.B. ein dynamisches Übertragungsnetzentgelt wären aus Sicht der 4ÜNB nur dann wertvoll, wenn dadurch sichergestellt würde, dass Netzengpässe im Übertragungsnetz bereits im Gebots- und Einsatzverhalten systematisch berücksichtigt werden und schlussendlich auch eine entlastende Wirkung im Netzbetrieb erzielt wird.

Überschneidungen zu ÜNB-Vorschlägen: Hinsichtlich der konzeptionellen Ausgestaltung eines dynamischen Netzentgelts stellen die 4ÜNB eine hohe Übereinstimmung zwischen dem Diskussionspapier der 4ÜNB zu dynamischen Netzentgelten und den nun veröffentlichten Orientierungspunkten der BNetzA fest. Überschneidungen zeigen sich beispielsweise bei der vorgeschlagenen Signalkaskade zur Weitergabe des Netzentgeltsignals oder bei der Nutzung der 22 WAPP-Regionen zur räumlichen Differenzierung der Netzentgelte auf Ebene der Übertragungsnetze.

Die 4ÜNB haben in der Zwischenzeit verschiedene Aspekte bezüglich dynamischer Netzentgelte weiter geprüft und analysiert. Im Folgenden soll aufgrund dieser tiefergehenden Beschäftigung der derzeitige Stand unseres Wissens dargelegt werden. Dabei soll zunächst die Effektivität des Instruments diskutiert werden, also, ob das Instrument dynamische Netzentgelte grundsätzlich geeignet wäre, um das von der BNetzA gesetzte Ziel zu erreichen, Engpässe

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

und damit Engpassmanagementkosten zu reduzieren. Zweitens ist zu prüfen, ob es effizient bei der Zielerreichung ist. Dann werden darüberhinausgehende Aspekte diskutiert.

3. Herausforderung 1: Prognosequalität

Um effektiv auf die Übertragungsnetzentgelte wirken zu können, muss das Signal, welches in die Netzentgeltbildung eingeht, die tatsächlichen Engpässe widerspiegeln. Dabei muss die Prognose einerseits im Durchschnitt gut genug sein, um Engpässe adäquat vorherzusagen. Des Weiteren muss die Prognosegüte auch in jeder Zeitscheibe ausreichend gut sein, denn es dürfen gerade in Extremsituationen keine Fehlprognosen vorliegen, welche ein Signal auslösen, das eine ohnehin schon angespannte Situationen verstärken könnte.

Zum Zeitpunkt der Entgeltveröffentlichung müssen Engpässe mit hoher Zuverlässigkeit prognostiziert werden. Prognosefehler bezüglich Zeitpunkt oder Umfang von Engpässen schwächen die Lenkungswirkung ab und können sie sogar ins Gegenteil verkehren. Insbesondere ist die verlässliche Vorhersage von Netzengpässen bereits vor dem Day-Ahead-Marktschluss und vor Bekanntgabe des Kraftwerks-Dispatchs mit erheblichen systemischen Herausforderungen verbunden. Netzentgeltsignale nach Day-Ahead-Marktschluss sind grundsätzlich denkbar und können für hochflexible Akteure wie Batteriespeicher geprüft werden; für klassische Verbraucher kommen sie jedoch zu spät, sodass keine Reaktion mehr von diesen zu erwarten ist.

In diesem Kapitel werden daher zentrale Herausforderungen bei der Prognose von Netzengpässen dargestellt. Die Betrachtung beschränkt sich dabei auf die Netzebenen des Übertragungsnetzes. Im Verteilnetz bestehen andere Engpassmuster und Herausforderungen, sodass dies gesondert zu beurteilen ist.

Wirkung eines dynamischen Netzentgelts auf Anschlussnutzer

Hinsichtlich möglicher Verhaltensveränderungen, die durch ein dynamisches Netzentgelt erzielt werden können, muss zwischen zwei generellen Effekten unterschieden werden:

- Mengenwirkung: Durch das dynamische Netzentgelt wird entweder eine zusätzliche Einspeisung oder Entnahme angereizt (absolute Erhöhung) oder eine ursprünglich geplante Einspeisung bzw. Entnahme reduziert (absolute Absenkung). Das Instrument entfaltet demnach eine konkrete Mengenwirkung und führt nicht lediglich zu zeitlichen Verschiebeeffekten.

Eine absolute Erhöhung ist beispielsweise dann gegeben, wenn ein negatives dynamisches Netzentgelt den Betrieb einer Power-to-Heat-Anlage wirtschaftlich attraktiv macht. In diesem Fall wird die Anlage in den Stunden mit negativem Netzentgelt gezielt zugeschaltet, sodass gasbasierte Wärmeerzeugung durch strombasierte Erzeugung ersetzt wird. Umgekehrt kann es zu einer absoluten Absenkung kommen, wenn ein hohes dynamisches Netzentgelt den Betrieb einer Power-to-Heat-Anlage unwirtschaftlich macht und diese in den entsprechenden Stunden zugunsten einer gasbasierten Wärmeerzeugung abgeschaltet wird.

Entsprechende absolute Effekte sind auch auf der Erzeugerseite möglich, wenn durch das dynamische Netzentgelt bestimmte Anlagen aus dem Dispatch herausfallen oder neu in den Dispatch gelangen. Da in den beschriebenen Fällen die absolute Preisstruktur in der entsprechenden Viertelstunde ausschlaggebend dafür ist, ob eine Anlage betrieben wird oder nicht, sind keine oder nur sehr geringe Nachholeffekte zu erwarten. Stattdessen kommt es zu einer klassischen Erhöhung oder Reduktion der Energiemengen.

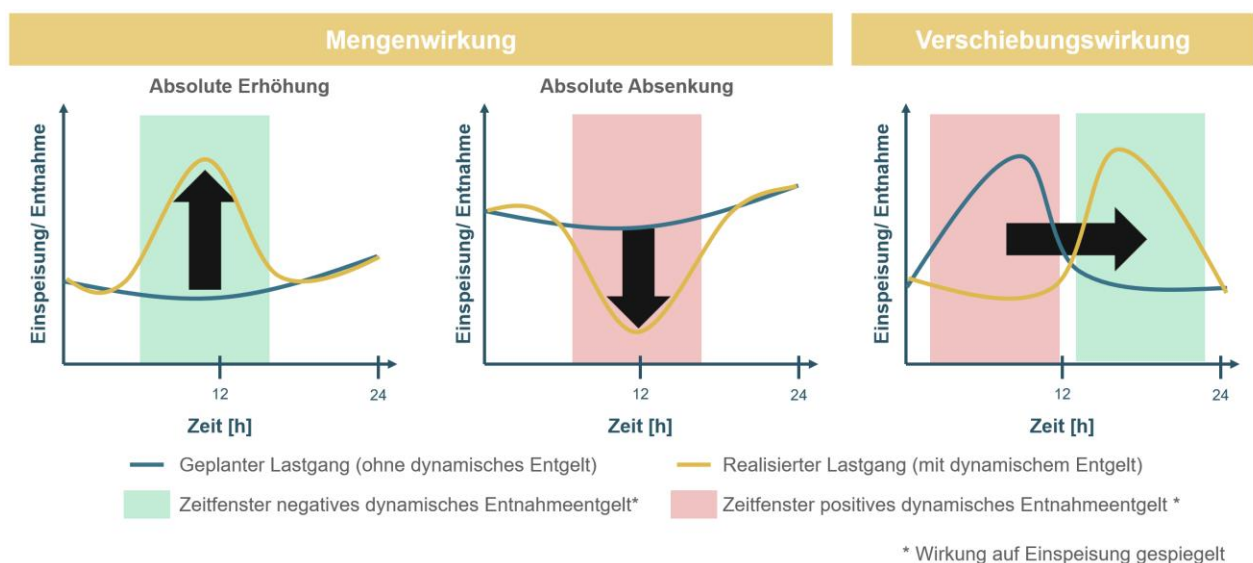
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

- **Verschiebungswirkung:** Durch das dynamische Netzentgelt wird eine Einspeisung oder Entnahme verschoben. Während die gesamte Menge über den Betrachtungszeitraum konstant ist, ändert sich jedoch der Zeitpunkt der Einspeisung oder der Entnahme.

Eine solche Wirkung ist auf der Verbraucherseite beispielsweise gegeben, wenn ein Industriebetrieb einen Produktions- oder Prozessschritt auf Basis des Netzentgeltsignals um einige Stunden vorzieht oder verzögert. Entsprechende Effekte sind auch im Haushaltsbereich denkbar, etwa wenn ein Kunde das Laden eines Elektrofahrzeugs zeitlich verschiebt. Analog besteht Haushaltsflexibilität auch bei Heimbatteriespeichern oder Wärmepumpen. In der Mehrzahl der Anwendungsfälle sind die Verschiebedauern jedoch auf wenige Stunden begrenzt.

Bei klassischen Erzeugungsanlagen tritt eine reine Verschiebungswirkung in der Regel nicht auf; dort dominiert vielmehr eine Mengenwirkung. Speicher – insbesondere Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke – sind hingegen prädestiniert für reine zeitliche Verschiebungen. Diese Anlagen durchlaufen täglich eine bestimmte Anzahl an Lade- und Entladezyklen. Strompreissignale und dynamische Netzentgelte beeinflussen dabei vor allem, in welchen Stunden geladen und entladen wird. Eine Einspeisung und Ausspeisung über den Tag ist damit grundsätzlich gegeben, der konkrete Zeitpunkt kann jedoch angepasst werden.

Die nachfolgende Grafik visualisiert die beiden dargestellten Effekte:



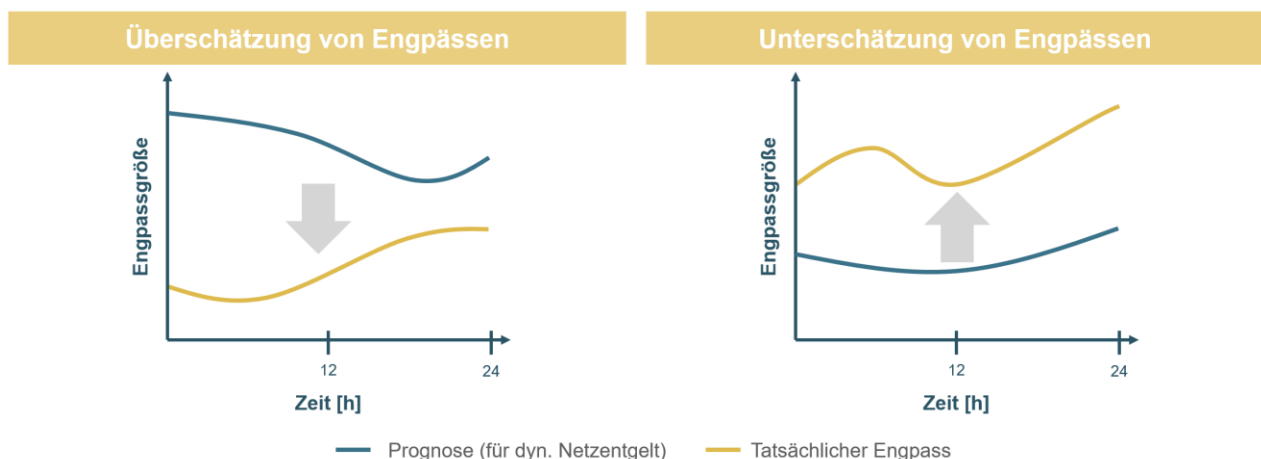
Damit das Verhalten von Netznutzern, die eine reine Mengenwirkung haben, auf Netzengpässe die gewünschte Wirkung hat, muss eine gute Prognose für ein dynamisches Netzentgelt die engpassbehafteten Stunden und die generelle Höhe der Engpässe möglichst gut abschätzen. Für Netznutzer, bei denen eine Verschiebungswirkung besteht, muss eine gute Prognose hingegen die Stunden mit dem höchsten bzw. niedrigsten Redispatch-Bedarf möglichst treffsicher vorhersagen. Die Anforderungen an eine gute Prognose werden im Folgenden genauer dargestellt.

Prognosefehler bei Mengenwirkung:

Grundsätzlich müssen bei einer Mengenwirkung zwei Arten von Abweichungen unterschieden werden:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

1. Überschätzung von Engpässen: Die Prognose zeigt für eine bestimmte Stunde einen ausgeprägten Engpass, der in der Erbringung jedoch deutlich schwächer ausfällt oder gar nicht eintritt. In diesem Fall weisen die dynamischen Netzentgelte stärkere regionale Spreads auf, als eigentlich erforderlich wäre. Dies führt zu übermäßigen und volkswirtschaftlich ineffizienten Verhaltensanpassungen der Marktakteure und unnötigen Einschränkungen der marktlichen Flexibilität. Die Lenkungswirkung erfolgt hier ohne entsprechenden netzseitigen Bedarf und ist schlussendlich ineffizient.
2. Unterschätzung von Engpässen: Die Prognose zeigt keinen oder nur einen geringen Engpass auf, wobei sich ein deutlich stärkerer Engpass einstellt. In diesen Fällen fällt das dynamische Netzentgeltsignal zu schwach aus, sodass keine oder nur geringe Verbrauchsanpassungen erfolgen. Die erzielbare Entlastungswirkung des Instruments bleibt damit (weitestgehend) hinter der notwendigen Entlastung zurück, sodass die zusätzlichen Mengen über die klassischen Redispatch-Prozesse beschafft werden müssen. Über die Marktreaktionen werden die Engpässe in diesem Fall also präventiv nicht (ausreichend) reduziert und das Instrument ist letztlich nicht ausreichend effektiv.



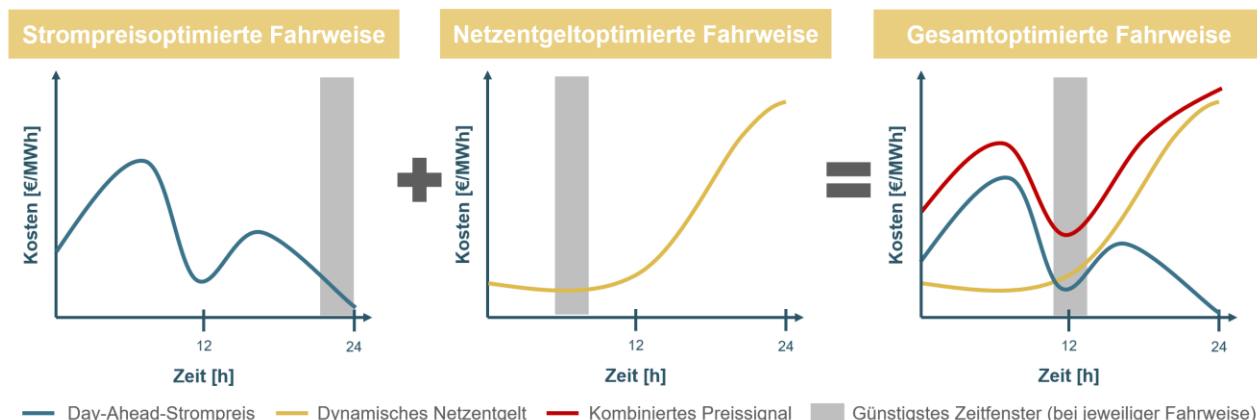
Die obige Grafik visualisiert die beiden Effekte. Während eine Überschätzung von Engpässen primär die Effizienz des Instruments senkt (volkswirtschaftliches Problem), stellt die Unterschätzung von Engpässen aus Systemstabilitätssicht das größere Problem dar. In diesen Situationen ist das Instrument ohne ausreichend effektive Wirkung auf die Engpässe, sodass weitere Instrumente zur effektiven Sicherstellung der Systemstabilität notwendig sind.

Prognosefehler bei Verschiebungswirkung

Bei einer Verschiebungswirkung ergibt sich der Einsatzplan eines Assets so, dass der Betrieb in denjenigen Stunden erfolgt, in denen die Gesamtkosten minimal sind. Mit der Einführung eines dynamischen Netzentgelts wird die bislang rein strommarktoptimierte Fahrweise um eine netzseitige Komponente ergänzt. An die Stelle einer Optimierung allein auf Basis des Börsenstrompreises tritt damit eine gesamtoptimierte Einsatzentscheidung, die das dynamische Netzentgeltsignal explizit mit einbezieht.

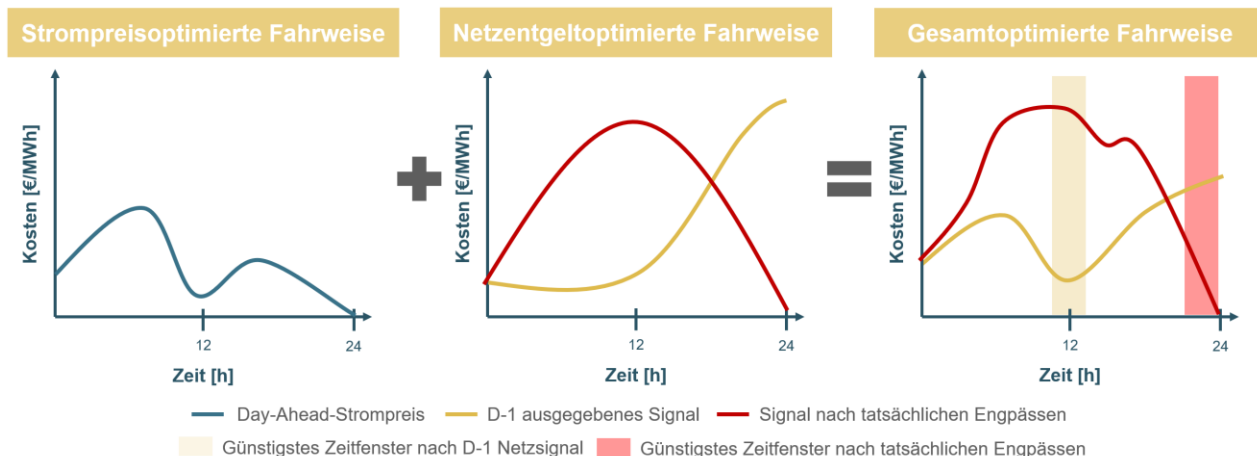
Für die Stromentnahme bedeutet dies, dass ein Asset seine Verbrauchsvorgänge – innerhalb der jeweils technischen Verschiebemöglichkeiten – in die Stunden mit den niedrigsten Gesamtkosten verlagert. Maßgeblich ist dabei die Summe aus Börsenstrompreis und dynamischem Netzentgelt. Die nachfolgende Grafik visualisiert diesen Effekt für reine Verbraucher.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026



Geht man ausschließlich von einer Verschiebungswirkung aus, so bleibt die insgesamt benötigte Energiemenge eines Verbrauchers innerhalb des betrachteten Zeitraums unverändert – unabhängig von der absoluten Höhe des Börsenstrompreises oder des dynamischen Netzentgelts. Entscheidend ist allein, wie sich die Spreads beider Preiszeitreihen zueinander verhalten. Aus der Kombination von Börsenpreis und dynamischem Netzentgelt ergibt sich ein gemeinsames Preissignal, in dem zu bestimmten Stunden ein absolutes Tief der Gesamtkosten entsteht. Preissensitive Verbraucher verschieben ihren Stromverbrauch in genau diese Stunden.

Bei einer reinen Verschiebungswirkung ist ein Prognosefehler insbesondere dann problematisch, wenn sich ein Engpass zu anderen Zeiten einstellt als ursprünglich angenommen. Die folgende Grafik visualisiert dieses Prinzip exemplarisch:



Im betrachteten Beispiel zeigt die D-1-Prognose einen kritischen Engpass erst für die Abendstunden an, woraus das gültige dynamische Netzentgelt berechnet wird (gelbe Linie in der mittleren Grafik). In Kombination mit dem erwarteten Strompreissignal (linke Grafik) ergibt sich daraus für flexible Verbraucher eine Einsatzplanung, bei der der Stromverbrauch in die Mittagsstunden gelegt wird (gelbe Fläche).

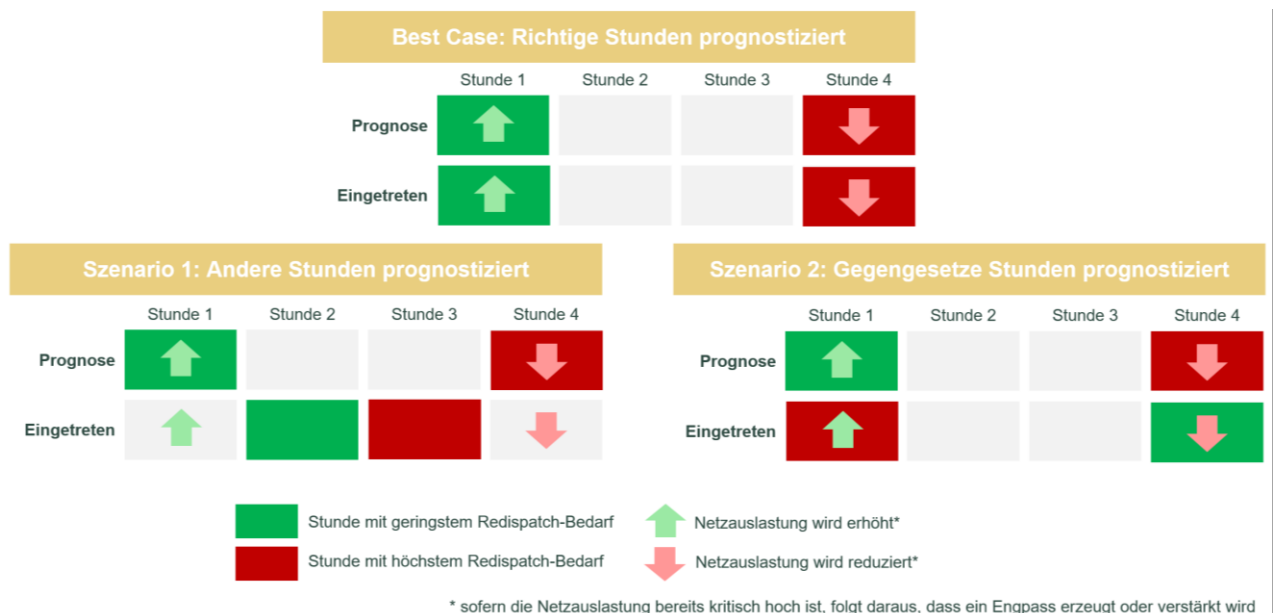
Tatsächlich tritt der Engpass an diesem Tag jedoch bereits zur Mittagszeit auf, während er in den Abendstunden deutlich schwächer ausgeprägt ist. Im Wissen um den tatsächlichen Engpassverlauf wäre gesamtoptimiert eine Fahrweise sinnvoll gewesen, bei der der Verbrauch in die Abendstunden verlagert wird (rote Fläche). In diesen Stunden wurde

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

jedoch ursprünglich der größte Engpass prognostiziert und entsprechend das höchste dynamische Netzentgelt festgelegt.

Anhand des Beispiels wird deutlich, dass es im Fall einer Verschiebungswirkung für eine gute Prognosequalität entscheidend ist, dass insbesondere jene Stunden korrekt identifiziert werden, in denen der Redispatch-Bedarf am geringsten¹⁰ bzw. am höchsten ist.

Die nachfolgende Grafik stellt diesen Zusammenhang generalisiert dar. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird dabei nicht ein vollständiger 24-Stunden-Tag, sondern ein vereinfachtes Beispiel mit vier Stunden betrachtet. In allen dargestellten Fällen wird prognostiziert, dass Stunde 1 den geringsten und Stunde 4 den höchsten Redispatch-Bedarf aufweist.



Best Case: Im Idealfall stimmen die prognostizierten Stunden mit dem tatsächlichen Verlauf überein. Das bedeutet: In der Stunde mit dem geringsten Redispatch (im Beispiel Stunde 1) wirkt das Netzentgelt auslastungsverstärkend. In der Stunde mit dem höchsten Redispatch-Bedarf (im Beispiel Stunde 4) wirkt das Signal hingegen auslastungsmindernd und reduziert den tatsächlich notwendigen Redispatch. Damit erzielt das dynamische Netzentgelt die gewünschte positive Wirkung auf die Engpasssituation.

Szenario 1 – Andere Stunden prognostiziert: In diesem Szenario werden nicht die tatsächlichen Extremstunden, sondern andere Stunden mit einem mittleren Redispatch als Extremstunden prognostiziert. Dadurch wird der Redispatch in diesen mittleren Stunden verändert. Auf die Stunden mit dem höchsten und niedrigsten Redispatch-Bedarf hat das Netzentgelt dann nur eine geringe Wirkung. Das dynamische Netzentgelt erzielt in diesem Fall nicht die eigentlich gewünschte

¹⁰ Zu den Stunden mit dem geringsten Redispatch-Bedarf zählen explizit auch Stunden ohne Redispatch.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Wirkung, kann aber – abhängig von der konkreten Konstellation – dennoch eine gewisse Entspannung der Engpasslage bewirken.

Szenario 2 – entgegengesetzte Stunden prognostiziert: Besonders kritisch ist eine vollständig invertierte Prognosesituation. In diesem Szenario wird für die Stunde mit dem prognostizierten geringsten Redispatch-Bedarf tatsächlich der höchste Bedarf realisiert – und umgekehrt. Dadurch verstärkt das dynamische Netzentgelt die Engpässe systematisch: In den tatsächlich kritischen Stunden (im Beispiel Stunde 1) wird durch ein fälschlich niedriges Netzentgelt eine Engpassentlastung angereizt, während in den weniger kritischen Stunden (im Beispiel Stunde 4) der Engpass reduziert wird. Immer wenn Szenario 2 auftritt, verschärft das dynamische Netzentgelt also die kritischen Engpassstunden und wirkt damit kontraproduktiv.

Während Szenario 1 die Wirksamkeit des dynamischen Netzentgelts lediglich reduziert, wird das Engpassmanagement in Szenario 2 gegenüber dem Status quo sogar erschwert – insbesondere bei kurzfristigen Befunden: Sofern die Netzsituation an einem Tag bereits angespannt ist und ein kurzfristiger Prognosefehler zu einer Reduktion von Erzeugungsleistung hinter dem Engpass führt, werden in diesem Szenario zuerst Akteure angereizt, die diesen Engpass noch weiter verstärken. Diese netztechnisch herausfordernden Marktreaktionen müssen anschließend durch kurzfristige Maßnahmen der Systemführung wieder kompensiert werden. In solchen Fällen wirken die Preissignale aus dem dynamischen Entgelt also systematisch gegen das Netz.

Darstellung der derzeitigen Prognosequalität

Da ein wirksames Signal für dynamische Netzentgelte vor der Day-Ahead-Auktionen erstellt werden sollte, werden die 4ÜNB die Ergebnisse aus dem Week-Ahead-Planning-Process (WAPP) als Analysegrundlage verwenden. Der Hauptzweck des WAPP ist dabei die Bestimmung des Bedarfs an Netzreserve-Kraftwerken, welche mit hoher Vorlaufzeit angewiesen werden müssen. Marktinformationen liegen erst nach dem Clearing des Day-Ahead-Marktes und dementsprechend nach der WAPP-Prognose vor. Die regionenscharfe Prognose im WAPP muss somit ohne Kenntnis der tatsächlichen Marktergebnisse oder des späteren Dispatch erfolgen. Stattdessen fließt eine Marktapproximation für Deutschland und für das Ausland in die Netzmodellrechnung ein, was entsprechende Prognoseunsicherheiten zur Folge hat.

Für die Bestimmung der Aktivierung von Netzreservekraftwerken ist diese Unsicherheit unkritisch. Diese ist relativ unabhängig vom Marktergebnis und lässt sich als Gesamtmengenbetrachtung entsprechend besser prognostizieren.

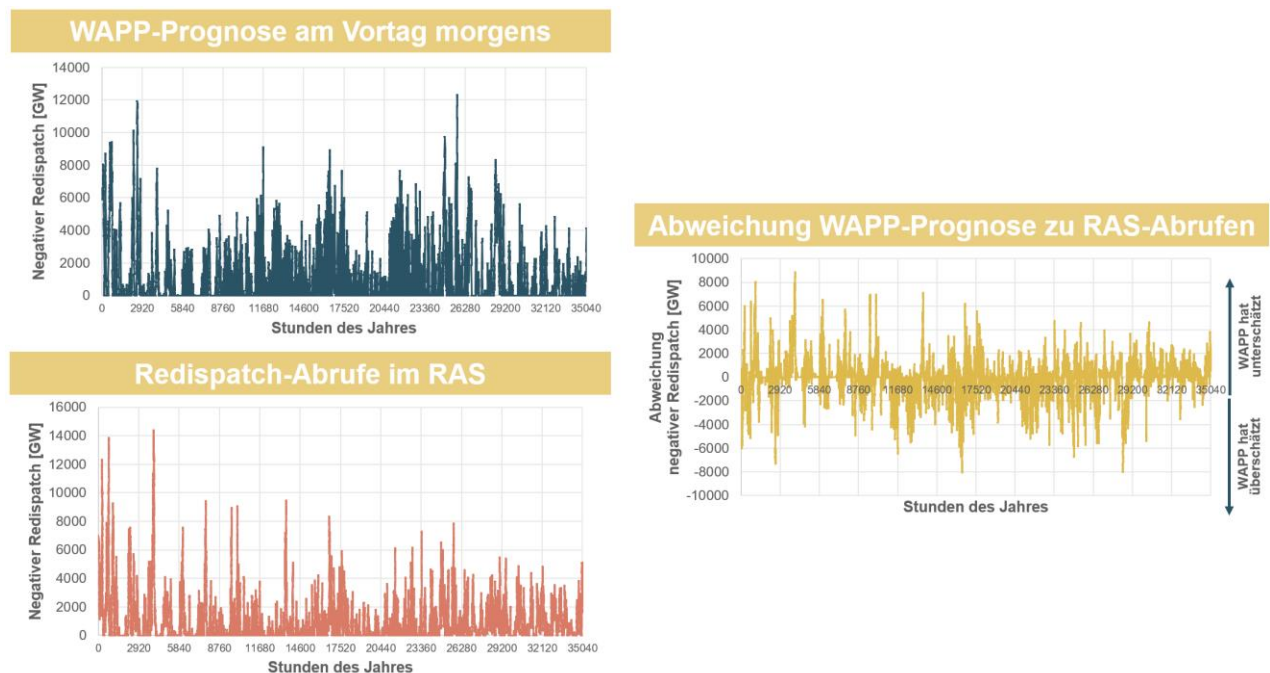
Darüber hinaus bestehen bei der Prognose grundlegende systemische Herausforderungen: Wetterprognosen weisen am Vortag noch nennenswerte Unsicherheiten auf – sowohl hinsichtlich der räumlichen Verteilung als auch hinsichtlich der Einspeisehöhe. Je größer der zeitliche Vorlauf, desto größer die Prognoseunsicherheit. Zudem können lokale Prognosefehler erneuerbarer Erzeugung in der einheitlichen deutschen Gebotszone ausgeglichen werden. Beispielsweise kann eine Reduktion von Solareinspeisung in Bayern gegenüber der ursprünglichen Prognose zu einer Erhöhung der Einspeisung von Kohlekraftwerken in Ostdeutschland führen. Die Erzeugung kann sich innerhalb Deutschlands also kurzfristig neu verteilen. Diese Veränderungen im Dispatch gehen dann jedoch mit nötigem Redispatch einher. In den vergangenen Jahren hat der Intraday-Handel in Deutschland bereits deutlich zugenommen. Der prognostizierte Zubau hochflexibler Großbatteriespeicher wird die Intraday-Handelsaktivitäten zusätzlich erhöhen, wodurch sich der tatsächliche Dispatch zunehmend stärker intraday verändern wird und Prognosen der Redispatch-Mengen im Day-Ahead-Zeitraum entsprechend immer herausfordernder werden.

Problematisch für eine gute Prognose basierend auf dem WAPP ist zudem, dass die 4ÜNB ihre Engpässe nicht nur durch Redispatch, sondern auch durch topologische Maßnahmen beheben. Werden größere Engpässe frühzeitig prognostiziert, können zudem z.B. geplante Wartungsarbeiten an Leitungen teilweise verschoben werden. Dies reduziert

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

den Redispatch-Bedarf, sorgt jedoch gleichzeitig dafür, dass die prognostizierten Engpässe, die zum entsprechenden dynamischen Netzentgeltsignal führen, schlussendlich im prognostizierten Umfang gar nicht mehr auftreten.

Gegenüberstellung von Zeitreihen: Die nachfolgende Grafik stellt die Prognosezeitreihe aus dem WAPP und die tatsächlich abgerufenen Redispatch-Mengen aus dem sog. Redispatch-Abwicklungsserver (RAS) dar. Die rechte Grafik zeigt zudem die Abweichung zwischen WAPP und RAS:



* Die Grafik stellt Prognosegüte in den 35.040 Viertelstunden des Jahres 2025 für den negativen Redispatch dar. Die regionale Prognosegüte wurde nicht untersucht, es wurde ausschließlich die Gesamtmenge an negativem Redispatch betrachtet.

Anhand der Grafik wird deutlich, dass die Redispatch-Mengen teils gut getroffen werden können, teils bei einer Prognose am Vortag allerdings auch um viele GW unter- oder überschätzt werden.

Darstellung der Treffsicherheit bestimmter Redispatch-Stufen: Die 4ÜNB haben die derzeitigen WAPP-Prognosen in bestimmtem Umfang mit den tatsächlich eingetretenen Redispatch-Mengen abgeglichen und die Prognosequalität untersucht. Die vereinfachte Analyse lässt dabei die regionale Verortung der Engpässe außen vor und betrachtet ausschließlich den deutschlandweiten Bedarf an negativem Redispatch in der jeweiligen Viertelstunde. Zur Bewertung wird der prognostizierte und der tatsächliche Redispatch-Bedarf in fünf Cluster eingeteilt – von „kein Redispatch“ bis hin zu „Spitzen-Redispatch“.

Die Auswertung zeigt, dass der WAPP im Analysezeitraum (Januar – Dezember 2025) in einem großen Teil der Stunden den ungefähren Bedarf an negativem Redispatch gut vorhersagen kann. Zwar treten Abweichungen insbesondere in dynamischen Wetter- und Marktlagen auf, dennoch kann die grundlegende Tendenz über große Teile des Jahres erkannt werden. Die nachfolgende Grafik stellt dies dar:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Gegenüberstellung von vorhergesagten und abgerufenen negativen Redispatch

Vorhersage WAPP d-1

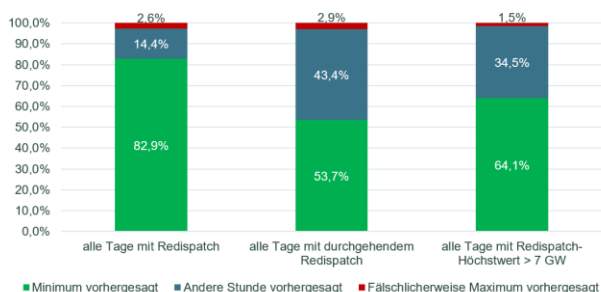
	kein RD (0 GW)	geringer RD (0-3 GW)	mittlerer RD (3-7 GW)	hoher RD (7-10 GW)	Spitzen-RD (> 10 GW)	Summe
Tatsächlich abgerufen						
kein RD (0 GW)	12.074	1.990	188	0	0	14.252
geringer RD (0-3 GW)	7.377	8.268	2.199	140	0	17.984
mittlerer RD (3-7 GW)	181	1.263	738	211	35	2.428
hoher RD (7-10 GW)	0	107	119	34	5	265
Spitzen-RD (>10 GW)	0	4	64	43	0	111
Summe	19.632	11.632	3.308	428	40	35.040

* Die Grafik stellt Prognosegüte in den 35.040 Viertelstunden des Jahres 2025 für den negativen Redispatch dar. Die regionale Prognosegüte wurde nicht untersucht, es wurde ausschließlich die Gesamtmenge an negativem Redispatch betrachtet.

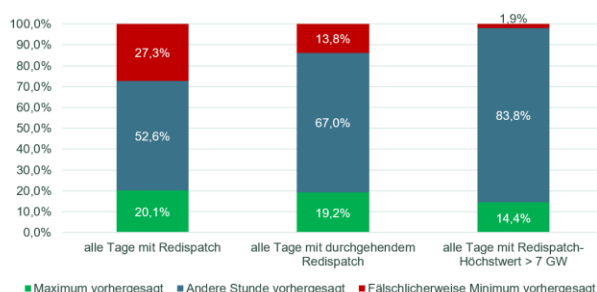
Die Analyse zeigt jedoch auch, dass insbesondere die höheren Redispatch-Bedarfe häufig am Vortag nicht korrekt identifiziert werden konnten. Diese stellten sich erst kurzfristiger ein. Zudem muss bedacht werden, dass der örtliche Prognosefehler in der vereinfachten Untersuchung ohne Regionalisierung nicht dargestellt wird.

Darstellung der Prognosequalität bei Verschiebewirkung: Um die Prognosequalität für Netzkunden mit einer Verschiebungswirkung zu untersuchen, muss geprüft werden, inwiefern bereits am Vortag die höchsten bzw. niedrigsten Viertelstunden an Redispatch-Bedarf korrekt vorhergesagt werden können. Die nachfolgende Grafik stellt basierend auf den gleichen Daten (Jahr 2025, ausschließlich negativer Redispatch ohne Regionalisierung) dar, wie zuverlässig die zwei Stunden (acht Viertelstunden, derzeitige klassische Ein- und Ausspeicherdauer von Batteriespeichern) mit dem höchsten bzw. niedrigsten Redispatch vorhergesagt werden können:

Vorhersage in Stunden mit geringstem Redispatch



Vorhersage in Stunden mit höchstem Redispatch



* Berechnungen wurden ausschließlich für negativen Redispatch vorgenommen; als Maximum und Minimum werden für jeden Tag jeweils die 8 Viertelstunden mit dem höchsten und geringsten Redispatch-Bedarf miteinander verglichen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Generell kann erkannt werden, dass die Vorhersage der Viertelstunden mit dem geringsten Redispatch (linke Grafik) deutlich besser gelingt als die Vorhersage der Viertelstunden mit dem höchsten Redispatch (rechte Grafik). Dies ist teils jedoch auch methodisch bedingt, da sämtliche Viertelstunden mit einem Null-Redispatch zu den Viertelstunden mit dem geringsten Redispatch gezählt wurden.

Herausfordernder ist die korrekte Vorhersage der Viertelstunden mit dem höchsten Redispatch (rechte Grafik). Betrachtet man hier alle Tage mit Redispatch (erste Säule), so gibt es sogar mehr Viertelstunden, in denen fälschlicherweise ein Minimum anstelle eines Maximums vorhergesagt wurde. Auch dies ist begründet durch die Methodik, dass alle Nullwerte als Minima gewertet werden. An Tagen mit durchgehendem Redispatch (zweite Säule) stellt sich die korrekte Vorhersage eines Maximums häufiger ein (19,2 %) als die fälschliche Vorhersage eines Minimums (13,8 %).

Problematisch ist mit Blick auf die Netzstabilität insbesondere der Fakt, dass auch an Tagen mit einem Redispatch-Höchstwert von mehr als 7 GW in knapp 2 % der Fälle fälschlicherweise ein Maximum als Minimum prognostiziert wurde. In diesen Zeiträumen sehen die ÜNB ein Risiko, dass gezielt netzschädliche Handelsaktivitäten durch das Netzentgelt angereizt werden und damit die Redispatch-Prozesse und -mengen, insbesondere mit Blick auf kurzfristige Befunde deutlich verschärft werden.

Zu erwartende Entwicklung der Prognosequalität

Bei der Einführung einer dynamischen ÜNB-Netzentgeltkomponente wären bestimmte Optimierungen und Weiterentwicklungen gegenüber den heutigen WAPP-Prognosen grundsätzlich denkbar. Solche Anpassungen könnten die Prognosequalität punktuell verbessern. Aufgrund der zuvor beschriebenen strukturellen und systematischen Herausforderungen ist jedoch nicht mit substantziellen Verbesserungen zu rechnen. Viele für das Engpassmanagement relevante Entwicklungen können selbst in den nachgelagerten Redispatch-Prozessen erst intraday zuverlässig erkannt werden.

Mit dem weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien ist zudem davon auszugehen, dass kurzfristige Prognosefehler in Zukunft absolut zunehmen werden. Engpassmanagementprozesse werden sich deshalb noch stärker in die Stunden unmittelbar vor der Erbringung verlagern müssen. Dieser Trend wird durch den Hochlauf hochflexibler Großbatteriespeicher zusätzlich verstärkt, da deren arbitragegetriebenes Verhalten die kurzfristige Dispatch-Dynamik weiter erhöht.

Hinzu kommt ein grundsätzlicher Zirkelschluss bei Einführung dynamischer Netzentgelte: Der WAPP prognostiziert Redispatch-Bedarf und erzeugt auf dieser Basis ein Netzentgeltsignal. Die daraus resultierende Verhaltensänderung lindert anschließend den Engpass, sodass kein Redispatch mehr notwendig ist. Da der WAPP mit den realen Marktdaten trainiert wird, wird er in solchen Situationen längerfristig automatisch von den entsprechenden Verhaltensänderungen ausgehen und keinen Redispatch-Bedarf mehr erkennen, auch wenn die eigentlichen Verhaltensänderungen durch die WAPP-Prognose erst möglich würden. Die Trainingsdaten für die Engpassprognose würden also durch den Einsatz des Instruments selbst sukzessive entwertet.

Unter Berücksichtigung all dieser Faktoren ist zumindest nicht davon auszugehen, dass sich die nötige Prognosequalität durch eine Weiterentwicklung der Prozesse einstellen kann.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Späteres Signal

Die Herausforderungen bei der Prognosequalität vor dem Day-Ahead-Marktschluss werfen grundsätzlich die Frage auf, ob ein dynamisches Netzentgeltsignal auch zu einem späteren Zeitpunkt, basierend auf einer besseren Prognose, bereitgestellt werden könnte. Für klassische Verbraucher ist dies jedoch prozessual kaum realisierbar, da eine Reaktion auf ein Signal nach Day-Ahead-Marktschluss typischerweise eine Anpassung ihrer Marktposition im Intraday-Handel voraussetzen würde. Diese Möglichkeit steht den meisten Verbrauchern nicht zur Verfügung. Für hochflexible Batteriespeicher bestünde dieses Problem hingegen nicht; diese optimieren sich ohnehin am Intraday-Markt und könnten ein späteres Signal grundsätzlich verarbeiten und ihre Einsatzplanung kurzfristig anpassen.

Ein späteres Signal könnte allerdings ein erhebliches Risiko für sogenanntes Inc-Dec-Gaming erzeugen. Marktakteure hätten einen Anreiz, ihre Marktposition zunächst strategisch so auszurichten, dass sie Engpässe entweder gezielt vermeiden oder künstlich erzeugen, um auf dieser Marktposition gebildete Netzentgeltsignale bewusst zu beeinflussen und anschließend durch eine erneute Änderung der Marktposition davon zu profitieren. Mit einem solchen Verhalten würden entsprechende Akteure die Prognoseprozesse im Engpassmanagement gezielt manipulieren und damit die Qualität systematisch verschlechtern. Neben Effizienzverlusten für das Gesamtsystem könnten solche Fehlanreize zusätzliche Eingriffe der Systemführung notwendig machen und sich negativ auf die Netzstabilität auswirken.

4. Herausforderung 2: Signaldurchreichung und Reaktion

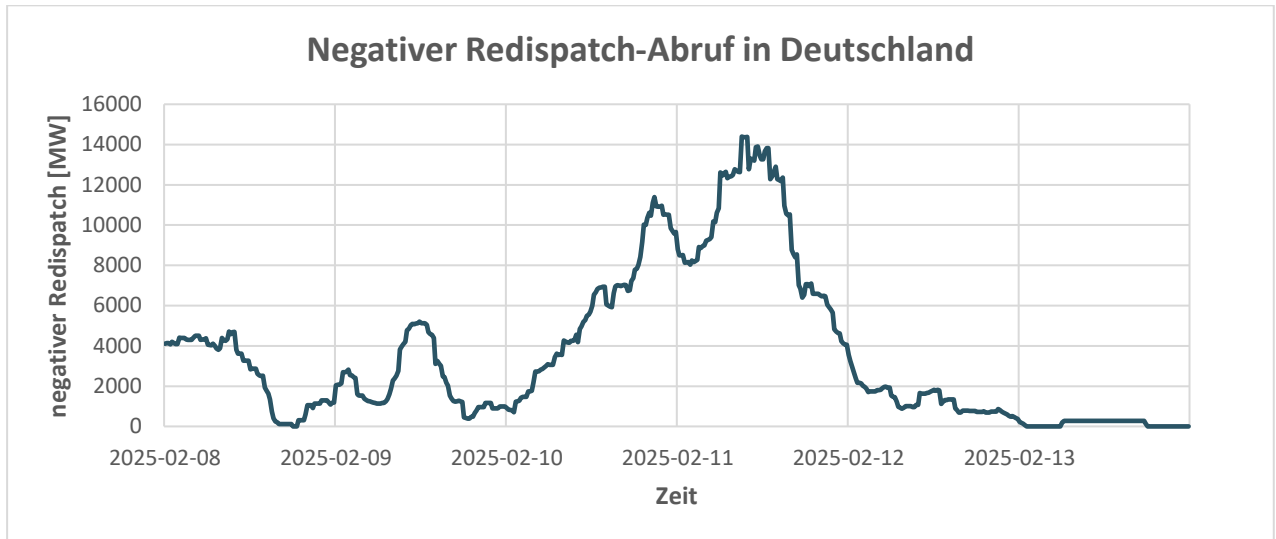
Verlässliche Reaktion erforderlich: Damit die dynamische Netzentgeltkomponente ihre Wirkung entfalten könnte, müssen mögliche Adressaten planbar auf das Signal reagieren (können). Ein dynamisches Netzentgelt führt nur dann tatsächlich zu einer Reduktion von Redispatch, wenn sich die Systemführung auf die Wirkung der Preissignale verlassen kann. Nur wenn aus einem Netzentgeltsignal eine belastbare und quantifizierbare Verbrauchsreaktion abgeleitet werden kann, wird diese in die Lastprognosen aufgenommen und in der Redispatch-Berechnung berücksichtigt. Volatile und nur schwer prognostizierbare Wirkungen könnten insbesondere das kurzfristige Redispatch-Management für den Systembetrieb noch weiter erschweren. Verbraucher würden entsprechend weniger von den hohen Redispatch-Volumina entlastet.

AP3 ermöglicht große Spreads: Positiv ist zu bewerten, dass über die eigenständige dynamische Komponente AP3 Preis-Spreads möglich sind, deren Größenordnung den Umfang des eigentlichen Übertragungsnetzentgelts deutlich übersteigen können. Nur wenn sich in Engpasssituationen tatsächlich signifikante Preisspreizungen ergeben (bei Verbrauchern in Form stark negativer AP3-Signale vor dem Engpass sowie stark positiver AP3-Signale hinter dem Engpass), kann prinzipiell eine gewisse Lenkungswirkung im Marktverhalten erreicht werden. Die von der BNetzA geäußerte Einschätzung zur erforderlichen Größenordnung dieser Preis-Spreads teilen wir daher. Andererseits ist ein Übersteuern der Lenkungswirkung zu vermeiden, bei der eine aggregierte Überreaktion der Netznutzer zu einer Umkehr oder örtlichen oder zeitlichen Verschiebung von Engpässen führen würde. Es bedarf dazu weiterer Erfahrungswerte über die Reaktionsmuster des Marktes.

Engpass-Struktur im Übertragungsnetz: Engpässe im Übertragungsnetz sind insbesondere windgetrieben, weisen keine klaren, täglich wiederkehrenden Muster auf und bestehen insbesondere im Winter häufig über längere Zeiträume von teils mehreren Tagen auf hohem Niveau.

Die nachfolgende Grafik zeigt beispielhaft den negativen Redispatch (für Gesamtdeutschland) im Übertragungsnetz für sechs exemplarische Tage im Februar 2025:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

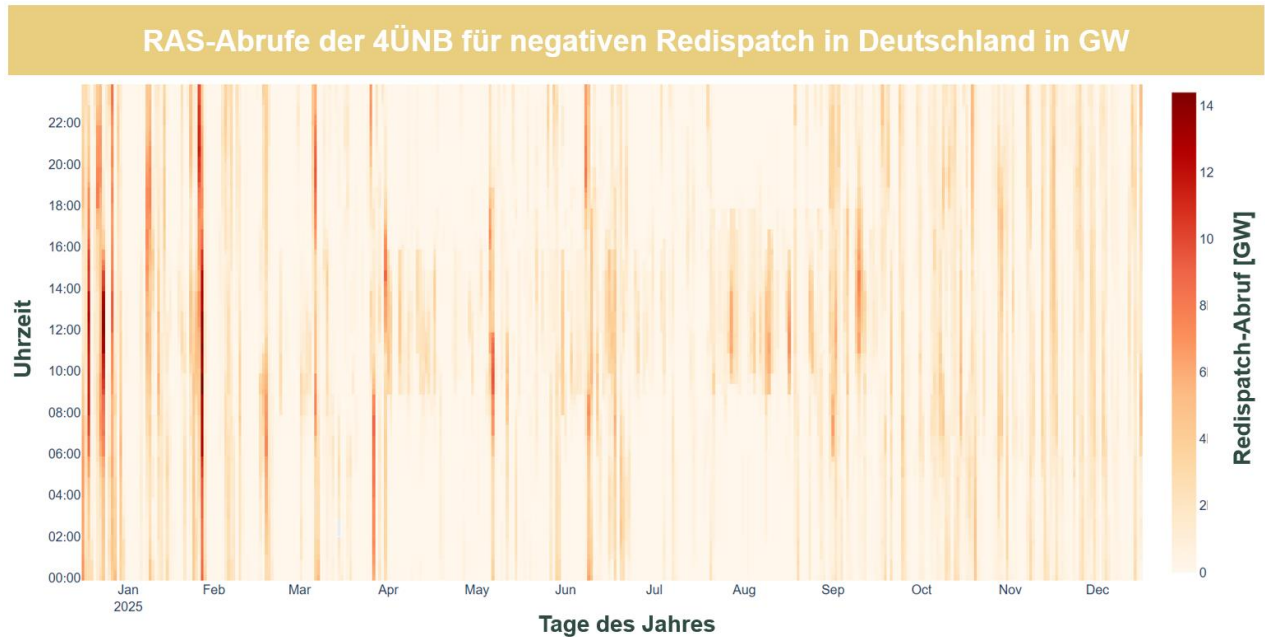


Zwischen dem 8. Februar abends und dem 13. Februar morgens müssen die 4ÜNB durchgehend Redispatch abrufen, jedoch in verschiedenen Höhen. Die Spitze wird am 11. Februar erreicht, wo über viele Stunden mehr als 12 GW negativer Redispatch abgerufen werden müssen.

Die in der Grafik dargestellten Redispatch-Mengen lassen sich durch eine Verschiebungswirkung – typischerweise nur um wenige Stunden – lediglich zu Beginn und am Ende größerer Redispatch-Phasen reduzieren. In diesen Randbereichen kann eine Verbrauchsverlagerung dazu beitragen, dass die Mengen absolut sinken. Besteht ein Engpass hingegen über weite Teile eines Tages oder gar mehrere Tage durchgehend, kann die Verschiebung von Lasten nur zu einer Verschiebung der Redispatch-Mengen beitragen. In Stunden, in denen ursprünglich der höchste Redispatch vorhergesagt war, werden die Engpässe durch die Verlagerung engpasswirksamen Verhaltens reduziert. Umgekehrt werden die Stunden, in denen ursprünglich der geringste Redispatch prognostiziert war, durch die Verlagerung in diese Stunden verstärkt. Die resultierende Wirkung bleibt jedoch begrenzt, da die Gesamtmenge an erforderlichem Redispatch weitestgehend unverändert bleibt und lediglich zeitlich umverteilt wird.

Die in der oben beschriebenen Grafik erkennbaren Muster von langanhaltenden Redispatch-Abrufen auf hohem Niveau bestätigen sich auch bei einer Gesamtbetrachtung des negativen Redispatch (Abregelung von Erzeugung) in Deutschland für das Jahr 2025. Die nachfolgende Heatmap zeigt diese charakteristischen zeitlichen Muster in der Redispatch-Zeitreihe, die über den sog. Redispatch-Abwicklungsserver (RAS) der 4ÜNB abgerufen wurden:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026



Netzengpässe folgen im Übertragungsnetz keinen klaren, regelmäßig wiederkehrenden Mustern, sondern werden maßgeblich durch das fluktuierende Windaufkommen geprägt. Große Engpässe treten dabei bevorzugt in den Wintermonaten auf und halten häufig über längere Zeiträume – teils über mehrere aufeinanderfolgende Tage – auf hohem Niveau an. Diese großflächigen und langanhaltenden Engpässe lassen sich mittels Verschiebung von Verbrauch um wenige Stunden nur sehr begrenzt adressieren.

Wirkung auf Verbraucher

Derzeit ist ein Großteil des Stromverbrauchs weitgehend preis-inelastisch und ändert seinen Strombezug nicht in Abhängigkeit des Preisniveaus an den Strombörsen. Nur ein kleiner Anteil der Verbraucher verfügt über Flexibilitätspotenziale, die auf Preisveränderungen reagieren können. Zwar ist im Zuge der Dekarbonisierung und einer zunehmenden Elektrifizierung perspektivisch mit einem Zuwachs an Flexibilitätspotenzial zu rechnen, jedoch bleibt Verbrauchsflexibilisierung operativ eine erhebliche Herausforderung. Um diese Potenziale sinnvoll für die Erbringung von netzdienlicher Flexibilität einzusetzen, muss das dynamische Netzentgelt große Preis-Spreads aufweisen. Nur bei ausreichend starken Spreads lässt sich ein signifikantes Reaktionsverhalten im kaum flexiblen Verbraucherbereich auslösen.

Wirkung bei industriellen und gewerblichen Kunden: Aktuell ist nur im industriellen und im gewerblichen Bereich ein relevanter Teil der Verbraucher direkt Preissignalen ausgesetzt. Entsprechende Akteure haben eine viertelstündliche Lastgangerfassung und Kunden werden zumindest teilweise nach dem Börsenstrompreis abgerechnet. Gleichzeitig lassen sich Kernprozesse bei Industrie und Gewerbe meist kaum flexibilisieren. Im Zuge der Dekarbonisierung werden sich jedoch insbesondere bei der Erzeugung von Prozesswärme zukünftig Freiheitsgrade ergeben, etwa durch bivalente Wärmeerzeugungskonzepte, die flexibel zwischen gas- und strombasierter Wärme wechseln können. In diesem Fall käme es tatsächlich zu einer Mengenwirkung (vgl. Kapitel 3), während bei einer Verschiebung von Kernprozessen nur geringe Verschiebewirkungen entstehen. Allerdings bleibt offen, ob energieintensive Industrieunternehmen – insbesondere heutige Bandlastkunden – zukünftig tatsächlich der dynamischen Entgeltkomponente voll ausgesetzt

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

werden sollen. Hinter strukturellen Engpässen würde dies zu deutlich höheren Energiekosten führen und könnte die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen beeinträchtigen.

Wirkung bei Haushaltskunden: Um bei Haushaltskunden eine Reaktion auf ein dynamisches Netzentgelt herbeiführen zu können, müssen dort iMSys (intelligente Messsysteme) installiert sein. Zudem müssen VNB in der Lage sein, die dynamische ÜNB-Netzentgeltkomponente an ihre Anschlusskunden weiterzugeben. Zudem müssen Lieferanten das dynamische Entgelt an die Kunden weiterleiten und abrechnen. Effektiv funktioniert ein solches Modell nur in Kombination mit dynamischen Stromtarifen, die die dynamischen Preisbestandteile den Kunden in Rechnung stellen. Zwar könnte die Abrechnung über dynamische Netzentgelte für alle Haushaltskundinnen verpflichtend eingeführt werden, es ist aber unklar, ob daraus direkt resultieren würde, dass dieses Signal auch voll bei den Endkundinnen ankommt. Gleichzeitig müssen Kunden diese Produkte verstehen und Aggregatoren entsprechende automatisierte Lösungen bereitstellen. Eine Wirkung ist dann nur bei Kunden mit flexiblen Assets zu erwarten – etwa Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen oder Batterieheimspeichern. Auch in diesen Fällen beschränkt sich die Flexibilität in der Regel jedoch auf Verschiebungen um wenige Stunden (Verschiebewirkung); absolute Lastveränderungen sind kaum zu erwarten (sehr geringe Mengenwirkung).

Umgang mit Standardlastprofilkunden: Als problematisch könnte sich zudem erweisen, wenn Kunden ohne viertelstündliche Lastgangmessung (Standardlastprofilkunden) der dynamischen Komponente nicht unterliegen. Zwar können diese Kunden auf ein Netzentgeltsignal nicht reagieren, jedoch entstünde dadurch eine ausgeprägte Umbruchstelle: Der Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys) würde – abhängig von der geografischen Verortung im Übertragungsnetz – zu teils erheblichen Mehr- oder Minderbelastungen gegenüber dem Verbleib im Standardlastprofil führen.

In Regionen vor systematischen Engpässen hätte der negative AP3 zudem die Folge, dass der Einbau kostenintensiver iMSys auch für Netzanschlüssen wirtschaftlich attraktiv wird, die weder unter den Pflichtrollout fallen, noch relevante Flexibilitätspotenziale aufweisen. Dies ginge für die betroffenen Messstellenbetreiber mit erheblichem zusätzlichem Arbeitsaufwand und hohen Kosten einher, die letztlich auf alle Netznutzer vor Ort umgelegt würden.

Umgekehrt würde der Smart-Meter-Rollout in Regionen hinter systematischen Engpässen deutlich unattraktiver, sodass der Einbau von iMSys gezielt vermieden würde. In der Folge könnten Investitionen in Energiewendetechnologien – etwa Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen, Heimspeicher oder Elektrofahrzeuge –, die einen Smart-Meter-Einbau verpflichtend machen, unterbleiben. Eine solche indirekte Investitionshemmung sowie eine unterschiedliche Behandlung von Kunden allein in Abhängigkeit davon, ob sie über ein Smart-Meter verfügen oder nicht, erscheint uns nicht sachgerecht.

Preisdivergenzen in Deutschland: Strukturelle Engpässe im deutschen Übertragungsnetz hätten bei Einführung eines dynamischen Netzentgelts zur Folge, dass sich über das Jahr hinweg systematische regionale Stromkostenunterschiede ergeben: Verbraucher im Norden profitieren im Mittel von einem im Schnitt negativen AP3, während im Süden ein im Schnitt positiver AP3 zu erwarten sind. Soll ein dynamisches Netzentgelt spürbare Auswirkungen auf das Engpassmanagement ermöglichen, so müssen die Preis-Spreads in den relevanten Stunden entsprechend groß sein. Dies hätte dann jedoch relevante Unterschiede auch über das gesamte Jahr zur Folge und würde damit faktisch die Abkehr von den bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelten bedeuten.

Verbraucher können den langanhaltenden Engpasssignalen durch Lastverschiebung nicht entkommen. Sie verfügen heute über kaum Flexibilität und werden auch künftig nicht genug Flexibilität haben, um ihren Verbrauch so lange aufzuschieben, bis ein langanhaltender Engpass vorbei ist. Damit sind sie dem Preissignal letztlich vollständig ausgesetzt und haben keinen individuellen Einfluss auf die Behebung des Engpasses. Dadurch entstehen Windfall-Profits für Verbraucher vor dem Engpass – auf Kosten der Verbraucher hinter dem Engpass. Verteilungspolitisch ist eine Umsetzung daher herausfordernd und wird zu signifikanten Mehr- bzw. Minderbelastungen von Verbrauchern führen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Diese Auswirkungen – insbesondere hinsichtlich der Kostentragfähigkeit der betroffenen Akteure – sollten von der BNetzA vor einer grundsätzlichen Entscheidung für dynamische Netzentgelte intensiv untersucht werden. Eine etwaige Begrenzung dynamischer Netzentgelte, um Mehrbelastungen zu vermeiden, würde jedoch wiederum die Wirksamkeit des Signals einschränken und letztlich ausschließlich in erheblich komplexeren energiewirtschaftlichen Prozessen ohne volkswirtschaftlichen Nutzen resultieren.

Opt-In-Modelle keine Option: Opt-In-Modelle, bei denen Kunden frei entscheiden können, ob sie nach der dynamischen Komponente abgerechnet werden, sind nicht praktikabel. In einem solchen Design würden sich Akteure – abhängig von ihrer geografischen Lage vor oder hinter strukturellen Engpässen – nur dann für den AP3 entscheiden, wenn dieser für sie in der Erwartung im Jahresmittel zu einer Entlastung führt. Die angestrebte Erlösneutralität des Instruments ließe sich unter diesen Bedingungen nicht erreichen.

Wirkung auf Erzeuger und Speicher

In den Stellungnahmen zu Erzeugerentgelten und Speicherentgelten werden die 4ÜNB intensiv auf die Wirkung eines dynamischen Entgelts auf die entsprechenden Akteure eingehen.

5. Herausforderung 3: Umsetzung

Die vorangegangenen Erläuterungen weisen darauf hin, dass die Effektivität und damit der Nutzen einer dynamischen Netzentgeltkomponente als Instrument des Engpassmanagements aus verschiedenen Gründen eingeschränkt ist. Zudem muss der Umsetzungsaufwand betrachtet werden, um die Kosten einer Umsetzung bewerten zu können.

Die BNetzA macht in ihren Ausführungen bereits deutlich, dass der Umsetzungsaufwand für ÜNB, VNB und Lieferanten erheblich ist. Erfahrungen aus früheren Projekten mit intensiver ÜNB-VNB-Koordination lassen davon ausgehen, dass auch die praktische Umsetzung dynamischer Netzentgelte verbunden sein wird mit sehr hohen personellen Aufwänden sowie erheblichen Kosten bei allen Akteuren. Vor diesem Hintergrund erscheint es zwingend erforderlich, bei einer eventuellen Ausgestaltung zumindest pragmatische Umsetzungswege zu wählen. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Komplexität und Abstimmungsbedarf aus dem Ruder laufen und sich die Weitergabe des dynamischen Netzentgelts in tiefere Spannungsebenen deutlich verzögert oder nur eingeschränkt erfolgt und damit die gewünschte Lenkungswirkung des Instruments ganz oder teilweise ausbleibt.

Umsetzungsaufwand entsteht bei Netzbetreibern im Zusammenhang mit einem dynamischen Netzentgelt insbesondere in vier Bereichen:

1. Signalerstellung
2. Signalveröffentlichung
3. Anpassung bestehender Engpassmanagementprozesse
4. Abrechnung des Netzentgelts.

Im Folgenden stellen wir exemplarisch den Aufwand für die ÜNB in den vier Bereichen dar:

Signalerstellung

Mit dem WAPP existieren auf 4ÜNB-Ebene heute bereits etablierte Prognoseprozesse, die den zu erwartenden Redispatch-Bedarf vor dem Day-Ahead-Marktschluss regional aufgelöst für die 22 WAPP-Regionen abschätzen. Der

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

WAPP dient jedoch primär für die Ermittlung des Bedarfs an Netzreservekraftwerken¹¹. Insofern ist er derzeit weder auf eine präzise Vorhersage von Redispatch-Mengen optimiert noch ist der zugrunde liegende Regionenzuschnitt konsequent an netztechnischen Engpassstrukturen ausgerichtet. Beides ist für die Anforderungen von Netzreservekraftwerken nicht von Bedeutung.

Derzeit weist der WAPP lediglich aus, bei welchen großen Kraftwerken bzw. in welchen Regionen positiver bzw. negativer Redispatch-Bedarf in welchem Ausmaß erwartet wird. Für ein dynamisches Netzentgelt müssten umfassende Weiterentwicklungen erfolgen.

Aus den so ermittelten Engpasswirkungen der einzelnen Regionen müsste anschließend die jeweilige Höhe der ÜNB-Netzentgeltkomponente bestimmt werden. Diese könnte sich entweder an den erwarteten Redispatch-Kosten orientieren oder – alternativ – an einer gewünschten Wirkung, wofür dann das zu erwartende Preisniveau am Day-Ahead-Markt prognostiziert und in der Netzentgeltermittlung mitberücksichtigt werden müsste, weil die Reaktion auf ein dynamisches Netzentgelt nicht nur allein von der Höhe dieser Entgeltkomponente abhängt. Zudem ist bei der Bestimmung der idealen Entgelthöhe zu beachten, dass bei der Bestimmung der Redispatch-Mengen bereits eine gewisse Reaktion auf die Entgeltkomponente enthalten sein kann bzw. in Zukunft ja dann auch enthalten sein sollte um dadurch den Redispatch-Bedarf auch wirklich zu verringern, insbesondere wenn der Prognoseprozess auf Marktinformationen beruht. Beide Ansätze – kostenorientierte oder wirkungsorientierte Entgeltberechnung – erfordern umfangreiche methodische Festlegungen.

Vor dem Hintergrund der erheblichen finanziellen Auswirkungen für die Netzkunden bei Einführung eines dynamischen Netzentgelts ist davon auszugehen, dass ein hoher Aufwand in die Entwicklung neuer Werkzeuge zu investieren ist. Diese Werkzeuge müssten dann auf einer verbesserten regionalen Abbildung basieren und gezielt auf die Erzeugung belastbarer Netzentgeltsignale ausgerichtet sein. Dies kann auch eine Anpassung oder vollständige Neugestaltung des bisherigen Regionenzuschnitts im Laufe der Zeit erforderlich machen.

Insgesamt sind hierfür aufwändige konzeptionelle Abstimmungen zur Methodik erforderlich, gefolgt vom Aufbau neuer, leistungsfähiger IT-Systeme und Prognosemodelle. Der Aufwand für die Signalerstellung ist daher erheblich und stellt einen zentralen Treiber der Gesamtkomplexität eines dynamischen Netzentgelts dar.

Signalveröffentlichung

Mit eher geringem Aufwand wäre eine Veröffentlichung der dynamischen Komponente des Übertragungsnetzes auf einer bestehenden Plattform der 4ÜNB verbunden. In diesem Fall müsste keine neue Plattform aufgebaut werden. Über bereits vorhandene API-Schnittstellen könnten VNB ebenso wie weitere Marktakteure die relevanten Signale automatisiert auslesen und in ihre jeweiligen Prozesse integrieren. VNB könnten ihre Komponente dann auf einer eigenen Plattform veröffentlichen.

Größer wäre hingegen der Aufwand, wenn die Veröffentlichung über eine zentrale, eigenständige Plattform für dynamische Netzentgelte erfolgen sollte. In diesem Fall wäre insbesondere zu klären, welcher Akteur den Aufbau und den Betrieb einer solchen Plattform übernehmen kann. Eine Übermittlung der ÜNB-Komponente an eine externe Plattform wäre für die ÜNB mit einem deutlich höheren Abstimmungs- und Integrationsaufwand verbunden.

¹¹ Zusätzlich wird nach §13k EnWG geringe Leistungsmengen zur Nutzung statt Abregelung für wenige Regionen ausgewiesen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Anpassung bestehender Engpassmanagementprozesse

Die bestehenden Engpassmanagementprozesse der ÜNB basieren auf regional aufgelösten Prognosen von Erzeugung und Verbrauch, die die Grundlage für die Prognose der Netzauslastung im n-1-Fall schaffen. Sofern KWEP-Daten¹² für Einspeiser wie auch für Entnehmer in ausreichender Qualität vorliegen, fließen diese Planungsdaten bereits heute in die Prognoseprozesse ein.

Eine positive Wirkung eines dynamischen Netzentgelts auf die Redispatch-Mengen in den Übertragungsnetzen kann nur in dem Maße erzielt werden, in dem sich die von Netzentgeltsignalen ausgelösten Verbrauchsänderungen in den Prognosen berücksichtigen lassen und sich dann auch demgemäß einstellen. Für Anschlussnutzer im Verteilnetz muss dabei auch die erwartete verstärkende oder abschwächende Wirkung der Verteilnetz-Komponente in die Prognosen der ÜNB eingehen. Nur bei Anpassung der Prognosen ergibt sich auch schlussendlich eine Reduktion der Redispatch-Mengen.

Eine Prognoseanpassung wird dabei nicht auf theoretischen Annahmen hin erfolgen können. Vielmehr sind Anpassungen nur auf Basis belastbarer Erfahrungswerte möglich. Erst wenn sich die intendierten Verbrauchsreaktionen über einen längeren Zeitraum hinweg stabil und verlässlich einstellen, können diese schrittweise in die Prognosemodelle integriert werden. Sollte es zu einer Einführung von dynamischen Netzentgelten kommen, plädieren wir für ein durchdachtes und klar strukturiertes Vorgehen, sodass Reaktionen des Strommarkts auf die Dynamisierung möglichst eindeutig den jeweils zugrundeliegenden Ursachen zugeordnet werden können.

Abrechnung des Signals

Für die ÜNB ist nur eine geringe Anzahl an Letztverbrauchern unmittelbar nach der dynamischen Komponente abzurechnen. Dennoch müssen die bestehenden IT-Abrechnungssysteme so ertüchtigt werden, dass die AP3-Komponente prozesssicher verarbeitet und abgerechnet werden kann. Der hierfür erforderliche Anpassungsaufwand ist weitestgehend unabhängig von der Anzahl der direkt betroffenen Entnahmestellen.

Darüber hinaus entsteht ein erheblicher Aufwand durch die Verwaltung der AP3-Kaskade. Mehr- oder Mindererlöse einzelner Netzbetreiber, die aus der dynamischen Komponente resultieren, müssen teils bundesweit ausgeglichen werden. Dies führt zu umfangreichen Zahlungsströmen zwischen ÜNB und VNB mit hoher wirtschaftlicher Bedeutung für die jeweils betroffenen Akteure. Die korrekte und fristgerechte Abwicklung dieser Ausgleichsmechanismen stellt hohe Anforderungen an Prozesse und Abrechnungssysteme.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten – insbesondere infolge von Prognoseabweichungen bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und daraus resultierenden Mehr- oder Mindereinnahmen aus AP3 – ist ein kontinuierliches Monitoring der Erlössituation – sowohl auf Ebene der einzelnen Netzbetreiber wie auch auf gesamtdeutscher Ebene erforderlich. Netzbetreiber müssen zudem Liquiditätspuffer vorhalten, um temporäre Abweichungen abzufedern. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die AP3-Komponente in der Praxis nicht vollständig erlösneutral ausgestaltbar sein wird. Entstehende Mehr- oder Mindererlöse müssten folglich über Anpassungen der Entgelte in den Folgejahren ausgeglichen werden.

¹² KWEP-Daten (Kraftwerkeinsatzplan-Daten) müssen heute von großen Erzeugern und Verbrauchern übermittelt werden und dienen als Grundlage für die Redispatch-Prozesse.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Aufwand für VNB und Lieferanten

Ähnliche Prozesse, wie für die ÜNB beschrieben, entstehen auch auf Seiten der VNB, sofern diese eigene dynamische Netzentgeltsignale ermitteln bzw. weitergeben sollen. Aufgrund der großen Anzahl an VNB sowie der heterogenen Ausgangslage bei IT-Systemen und Digitalisierungsgrad ist hier insgesamt von einem nochmals deutlich höheren Umsetzungsaufwand auszugehen.

In den unteren Spannungsebenen werden Netzentgelte der Letztverbraucher zudem über die Stromlieferanten abgerechnet. Entsprechend müssen auch die Lieferanten ihre Systeme hinsichtlich der Abrechnung des dynamischen Entgelts anpassen und für eine große Zahl an VNB das jeweils gültige Netzentgelt beim jeweiligen Endkunden abrechnen.

Zwar besteht aufgrund der gesetzlichen Pflicht zur Bereitstellung dynamischer Stromtarife grundsätzlich bereits Erfahrung mit dynamischen Preisen. Aus diesen Erfahrungen resultiert jedoch zugleich, dass bislang nur ein sehr kleiner Teil der Kunden auf dynamische Tarife wechselt. Es ist daher davon auszugehen, dass Kunden in Festpreistarifen auch künftig mit festen Netzentgelten abgerechnet werden. In diesen Fällen würde der Lieferant eine Mischkalkulation vornehmen und trägt das Risiko von Abweichungen, bzw. würde ein solches Risiko über generell höhere Tarife an seine Kunden weiterleiten. Bei einer dynamischen Abrechnung kommt hinzu, dass die dynamischen Netzentgelte den Kunden im Vorfeld transparent dargestellt werden müssen, um überhaupt eine Verbrauchsanpassung zu ermöglichen. Dies geht mit erheblichem Kommunikations- und Erklärungsaufwand durch die Lieferanten einher.

Hoher Ressourcenaufwand

Insgesamt ist die Einführung dynamischer Netzentgelte über alle Netzebenen hinweg ein hochanspruchsvolles und ressourcenintensives Vorhaben. Es bindet erhebliche personelle und finanzielle Kapazitäten bei Netzbetreibern wie Lieferanten, welche infolge dessen für andere, teils dringendere Aufgaben nicht zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund ist sorgfältig abzuwägen, ob der zu erwartende Nutzen eines dynamischen Netzentgelts die damit verbundenen Aufwände rechtfertigt. Angesichts der aktuellen Herausforderungen im Engpassmanagement sollten aus Sicht der 4ÜNB insbesondere Lösungsoptionen zur Beherrschung kurzfristiger Netzengpässe in der Systemführung höher priorisiert werden als die Einführung dynamischer Netzentgelte.

6. Weitere Aspekte

Große regionale Umverteilungen erwartbar: Nötige große Preis-Spreads für eine erwünschte Wirkung gehen mit spürbaren regionalen Umverteilungen von Netzkosten einher. Mit Blick auf die heutigen Redispatch-Aktivierungen ist von einer hohen Anzahl an Stunden auszugehen, in der sich ein AP3 ungleich Null einstellt¹³. Besonders betroffen wären unflexible Verbraucher in Regionen, die tendenziell hinter Engpässen liegen. Diese Umverteilungen müssen politisch und gesellschaftlich getragen werden. Bei einer Begrenzung der Preis-Spreads hingegen würde die Lenkungswirkung des dynamischen Netzentgelts reduziert, während der (große) Umsetzungsaufwand für die Marktakteure unverändert

¹³ Im Jahr 2025 wurde in 62% der Viertelstunden in Deutschland negativer Redispatch abgerufen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

bestehen bleibt. Gleiches gilt, wenn einzelne Verbrauchsgruppen vom dynamischen Netzentgelt ausgenommen oder diesem nur teilweise ausgesetzt werden sollen.

Hohes Liquiditätsrisiko: Das Konzept des dynamischen Netzentgelts beruht darauf, dass sich zusätzliche Erlöse und entgangene Erlöse aus AP3 über das Jahresmittel theoretisch gegenseitig aufheben. In der praktischen Umsetzung ist jedoch von langen Lern- und Anpassungsprozessen auszugehen, bis sich ein solcher Zustand auch nur annähernd einstellen kann. Gerade bei Einführung bestehen damit erhebliche Risiken, dass Netzbetreiber temporär signifikante Mehr- oder Mindereinnahmen verzeichnen. Hinzu kommt, dass mit dem dynamischen Netzentgelt eine Wälzung hoher Geldbeträge verbunden sein wird. Aus Sicht der 4ÜNB werden diese Zahlungsströme in vielen Fällen über eine Vielzahl an Akteuren¹⁴ laufen, bis sie den Adressaten erreichen. Die daraus resultierende Abrechnungskaskade ist aufwändig in der Umsetzung. Aufgrund der hohen Volumina sind kurze Abrechnungsintervalle erforderlich, um sicherzustellen, dass die Liquidität der beteiligten Netzbetreiber jederzeit gewährleistet bleibt. Die Abwicklung des dynamischen Netzentgelts darf nicht zu einem zusätzlichen wirtschaftlichen Risiko für Netzbetreiber werden.

Redispatch unverzichtbar: Die 4ÜNB wollen an dieser Stelle explizit darauf hinweisen, dass auch bei einer Einführung dynamischer Netzentgelte die heute bestehenden Redispatch-Prozesse weiter unverzichtbar für einen stabilen Systembetrieb sind. Selbst bei einer flächendeckenden Implementierung eines dynamischen Netzentgelts für alle Verbraucher in Deutschland ist aufgrund der grundsätzlich geringen Preiselastizität der Nachfrage – selbst ohne Betrachtung von Prognosefehlern – nur von begrenzten entlastenden Effekten auszugehen. Auch übersteigt künftig die maximal mögliche Einspeiseleistung und der davon resultierende Redispatchbedarf wesentlich die maximal mögliche Abnahmeleistung der Verbraucher. Vor einer Entscheidung über die Umsetzung eines derart aufwändigen Instruments sollte quantifiziert werden, welchen tatsächlichen Beitrag dynamische Netzentgelte zur Reduktion der Engpässe im Übertragungsnetz leisten können. Dies sollte explizit auch unter Berücksichtigung realistischer Annahmen zur künftig verfügbaren Lastflexibilität erfolgen.

Herausforderungen Engpassmanagement: Gleichzeitig werden die Herausforderungen im Engpassmanagement (insbesondere Spitzen-Redispatch, kurzfristige Befunde), die wir bereits benannt hatten, in den Orientierungspunkten der BNetzA nicht adressiert. Die 4ÜNB halten es jedoch für wesentlich, diese Punkte explizit zu berücksichtigen, da diese die erhoffte positive Wirkung eines dynamischen Netzentgelts auf die Reduktion von Engpässen im Übertragungsnetz erheblich einschränken können. Eine gewisse Reduktion des Spitzen-Redispatch ist prinzipiell möglich, wenn dieser bereits vor der Kalkulation der dynamischen Entgeltkomponente korrekt prognostiziert wurde. Da sich ein kurzfristiger Befund erst deutlich nach der Entgeltveröffentlichung einstellt, reflektiert das dynamische Netzentgelt diese nicht, somit kann auch nicht von einer Reaktion der Verbraucher ausgegangen werden, die dem tatsächlichen Redispatchbedarf zum Lieferzeitpunkt entsprechen würde. Da das dynamische Netzentgelt, basierend auf der Vortagesprognose jedoch die Dispatch-Reihenfolge verändert, sind dennoch Auswirkungen auf diese kurzfristigen Engpassbefunde zu erwarten. Diese können in bestimmten Situationen jedoch dazu führen, dass durch das dynamische Netzentgelt der kritische Engpass vergrößert wird. Redispatch sowie kurzfristige Engpassbefunde werden durch ein dynamisches Netzentgelt nur sehr eingeschränkt adressiert.

Weitere Reformen unverzichtbar: Vor diesem Hintergrund weisen die 4ÜNB darauf hin, dass unabhängig von der Einführung dynamischer Netzentgelte weiterhin zusätzliche Reformansätze für das Engpassmanagement erforderlich bleiben. Die von den 4ÜNB derzeit in den Fachdiskurs eingebrachten Vorschläge stellen eine zwingend notwendige Voraussetzung dar, um die zukünftigen Herausforderungen im Engpassmanagement wirksam adressieren zu können¹⁵.

¹⁴ Finanzstrom vom Anschluss-VNB über einen weiteren VNB, zwei ÜNB, einen weiteren VNB und einen weiteren Anschluss-VNB würde sechs Parteien beinhalten.

¹⁵ Wir verweisen auf das 4ÜNB-Strommarktforum im November 2025 und die dort vorgestellten Inhalte wie auch auf das Strommarkttreffen im Februar 2026.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

7. Beantwortung der Fragen aus den Orientierungspunkten

Nachfolgend wollen wir auf die Fragen, die Sie am 20. November in Ihrer Veröffentlichung der Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten mit Blick auf die dynamische Entgeltkomponente in Fragenblock 3 gestellt hatten, eingehen. Teilweise erfolgt die Beantwortung der Fragen in verkürzter Weise um Doppelungen mit den vorangegangenen Beitrag zu verringern.

Frage 3.1: Ist es zutreffend, dass in engpassbelasteten Netz(-bereichen) in den Netzebenen 1-3 die Voraussetzungen zur Engpassprognose gegeben sind?

Die ÜNB ermitteln Engpassprognosen, auf die zurückgegriffen werden könnte. Die Engpassprognose für das Übertragungsnetz unterliegen höheren Ungenauigkeiten, je größer der zeitliche Vorlauf zu Echtzeit ist. Insbesondere vor Day-Ahead-Marktschluss sind die Unsicherheiten in der Engpassprognose noch hoch. Jedoch sollten dynamische Netzentgelte vor Day-Ahead-Markt veröffentlicht werden, damit Marktteilnehmer die Information berücksichtigen können. Daraus ergibt sich, dass dynamische Netzentgelte (beispielsweise über den AP3) allenfalls eine begrenzte Anreizwirkung zur Milderung von Engpässen entfalten können, die auch mit Ineffizienzen durch unvermeidbare Abweichungen von Prognosen einhergehen.

Frage 3.2: Wie sieht es in der Ebene 4 (HS/MS) aus?

---- keine 4ÜNB-Antwort ----

Frage 3.3: Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?

- Höhe der Reaktionsmöglichkeit der Nutzergruppe auf das dynamische Entgelt/ Netzsignal inkl. der Sicherheit der eintretenden Reaktion
- Einfluss auf die Reduzierung von Netzengpässen
- Umsetzbarkeit

Frage 3.4: Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?

Dynamische Netzentgelte benötigen allgemein lange Einführungszeiten. Um die Komplexität und die Anzahl der beteiligten Akteure zu reduzieren, sollten Pilotprojekte insbesondere auf hohen Netzebenen gestartet werden. Als Akteure bieten sich neben Speichern auch Verbraucher an, die flexibel sind und auf ein entsprechendes Signal reagieren können. Insbesondere Power-to-Heat-Anlagen wären dafür prädestiniert.

Die 4ÜNB werden sich in einer gesonderten Stellungnahme zu Speichernetzentgelten äußern. Grundsätzlich können dynamische Netzentgelte aber höchstens eine geringe Wirkung auf den Intraday-Handel entfalten. Akteure, die v.a. im Intraday-Handel aktiv sind, sind daher nur schwach mittels dieses Instruments beeinflussbar. Speicher sind solche Akteure.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Frage 3.5: Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?

Die Geschwindigkeit, mit der das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden kann, hängt maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung des Zielmodells ab. Vor einer belastbaren Aussage ist daher zu prüfen, inwieweit das jeweilige Modell technisch, organisatorisch und prozessual umsetzbar sowie für die beteiligten Akteure handhabbar ist. Erst auf dieser Grundlage kann bewertet werden, ob und in welchem Umfang ein Rollout auf unterlagerte Netzebenen möglich ist.

Frage 3.6: Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?

Die 4ÜNB haben eine weitreichende IT-Landschaft, um Netzengpässe zu erkennen und zu bewirtschaften. Die heutigen Redispatch-Prozesse beginnen derzeit nach Day-Ahead-Marktschluss (Nachmittag d-1) und nach Bekanntgabe des Dispatches. Im Vorfeld werden ausschließlich Netzreservekraftwerke mit langen Vorlaufzeiten aktiviert. Um deren Einsatz zu aktivieren, betreiben die 4ÜNB gemeinsam den sogenannten Week-Ahead-Planning-Process (WAPP), wo der Bedarf an Netzreservekraftwerken prognostiziert wird. In diesem Rahmen entsteht auch eine Prognose der Netzengpässe, welche vor einem Dispatch jedoch noch recht ungenau ist.

Sofern die BNetzA dynamische Netzentgelte auch für die Übertragungsnetzebene einführen möchte, empfiehlt es sich, für die Netzebenen 1 und 2 direkt auf einen dynamischen Ansatz zu setzen. Zum einen bestehen heute bereits entsprechende Prognosetools (jedoch mit Prognoseunsicherheiten), zum anderen wären jedoch statische, vorab festgelegte Zeitfenster nicht adäquat. Netzengpässe im Übertragungsnetz folgen keiner Gleichmäßigkeit und sind hochgradig von der jeweiligen Systemsituation abhängig (siehe weiter oben). Engpässe im Übertragungsnetz können frühestens d-1 morgens mit hoher Prognoseunsicherheit vorhergesagt werden.

Um Engpässe im Übertragungsnetz adressieren zu können, müsste ein entsprechendes dynamisches Entgelt auf ÜNB-Ebene zudem regional differenziert sein. Ein Entgelt für das gesamte Netzgebiet eines ÜNB ist gerade mit Blick auf die Zuschnitte der 4ÜNB kontraproduktiv.

Für unterlagerte VNB können entsprechende Zwischenschritte mit statischeren, zeitvariablen Entgelten jedoch sinnvoll sein. Die statischen Entgelte der unterlagerten Netzbetreiber sollten dann jedoch stets das volle dynamische Entgelt des Übertragungsnetzes aufnehmen. Anderenfalls verpufft jegliche Wirkung auf die Engpässe der ÜNB.

Unabhängig davon erscheint es sachgerecht, vor einer Einführung dynamischer Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene zunächst Erfahrungen in geeigneten Erprobungsformaten zu sammeln. Angesichts der hohen Komplexität der Prozesse sowie der begrenzten Anzahl potenziell adressierbarer Netznutzer auf ÜNB-Ebene ist eine breite Wirksamkeit nicht zu erwarten. Demgegenüber stehen ein erheblicher administrativer Implementierungs- und Betriebsaufwand sowie erhöhte Anforderungen an Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Regulierungsrobustheit der Entgeltsystematik, was die zeitnahe Umsetzung zusätzlich erschwert.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.02.2026

Frage 3.7: Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher)? Was ist dabei zu beachten?

Mit Blick auf die im Vergleich zu VNB geringe Anzahl an Netzkunden am Übertragungsnetz erwarten wir durch ein dynamisches Entgelt auf unseren Netzebenen keine große Steuerungswirkung. Ein dynamisches Übertragungsnetzentgelt erzielt nur dann eine signifikante Wirkung, wenn die Signale an die unterlagerten Verteilnetzbetreiber weitergegeben werden bzw. diese das Signal in ihren Netzentgelten abbilden. Technisch steuerbare Letztverbraucher auf ÜNB-Ebene sehen wir nicht. Industriekunden zeigen mit ihren Kernprozessen hingegen eine sehr geringe Flexibilität. Interessierte Unternehmen mit gewissen Flexibilitätspotenzialen (insbesondere aus Unterstützungsprozessen oder P2H-Anlagen zur Wärmeerzeugung) könnten jedoch frühzeitig einbezogen werden, wobei dabei Wechselwirkungen mit der Neugestaltung der Industrienetzentgelte zu erwarten sind. Sofern die BNetzA dynamische Netzentgelte einführen möchte, empfehlen wir, dass die Anreizwirkung eines möglichen AP3 auch bei den Kunden, die im Rahmen der neugestalteten Industrienetzentgelte ein vergünstigtes Entgelt zahlen, voll ankommt.

Schon heute werden große Erzeuger auf ÜNB- wie VNB-Ebene im Rahmen der bestehenden Redispatchprozesse zum Engpassmanagement eingesetzt. Dynamische Erzeugerentgelte könnten einen Beitrag dazu leisten, dass Erzeuger bereits in Folge eines dynamischen Einspeiseentgelts ihr Dispatchverhalten netzdienlich anpassen. Ein entsprechender Mechanismus hat aber große Auswirkungen auf das Marktgeschehen. Fehlanreize entstehen zudem durch die Prognoseunsicherheit bei der Vorhersage von Engpässen vor DA-Marktschluss.

Frage 3.8: Wie soll mit § 14a-Modul 3 verfahren werden?

Für den Fall, dass die BNetzA dynamische Netzentgelte auch auf Verteilnetzebene flächendeckend einführt, erscheint es sinnvoll, dass das Modul 3 sukzessive durch dieses dynamische Entgelt ersetzt wird. Modul 3 kann zudem Verteilnetzbetreibern als Startpunkt für die Berechnung ihrer dynamischen Entgeltkomponenten dienen. Die Nutzung von Modul 3 in den kommenden Jahren kann zudem helfen, bereits jetzt wertvolle Erfahrungen zu sammeln.