

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart

EINSPEISENETZENTGELTE

KONSULTATIONSBEITRAG DER 4ÜNB ZUM SACHSTANDSPAPIER
DER BNETZA

STAND: MÄRZ 2026

GLIEDERUNG

STELLUNGNAHME

ANLAGE ZUR STELLUNGNAHME

1. BISHERIGE ENTWICKLUNGEN
2. FINANZIERUNGSBETEILIGUNG DURCH BAUKOSTENZUSCHUSS
3. FINANZIERUNGSBETEILIGUNG DURCH KAPAZITÄTSPREIS
4. DISPATCH-ANREIZE DURCH DYNAMISCHEN ARBEITSPREIS
5. BEANTWORTUNG DER FRAGEN AUS DEN ORIENTIERUNGSPUNKTEN

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Stellungnahme

Im Rahmen der Neufassung der Netzentgeltssystematik im Kontext von AgNes hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihren Orientierungspunkten zu Einspeisern¹ konkrete Vorschläge für die Beteiligung von Erzeugern an der Finanzierung der Netzkosten und zur Setzung von Anreizen für ein netzdienliches Verhalten gemacht.

Konkret sind folgende Komponenten vorgesehen:

- Baukostenzuschuss für Einspeiser: Einmalige Zahlung eines Baukostenzuschusses (BKZ) bei Netzanschluss entsprechend der vertraglichen Netzanschlusskapazität
- Kapazitätspreis: Jährliche Zahlung entsprechend der vertraglichen Netzanschlusskapazität (Abweichung zum Grundmodell für Verbraucher)
- Verzicht auf AP1 und AP2: Keine Einführung von Arbeitspreisen mit Finanzierungswirkung (AP1, AP2)
- Dynamische Entgeltkomponente: Einführung eines vorzeichengerechten dynamischen Arbeitspreises (AP3) zur Reflexion der Engpassmanagementkosten (ähnlich zu Dynamisierung für Verbraucher und Speicher)

Folgendermaßen möchten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (4ÜNB) Stellung nehmen:

- **Finanzierungsbeitrag von Erzeugern gewünscht**: Erzeuger verursachen mit Netzanschluss und Betrieb generell Kosten in den Stromnetzen. Insbesondere der lastferne Zubau von erneuerbaren Energien ist allgemein ein Treiber der Netzkosten, bezogen auf Netzausbau, Netzverluste und Regelenergie. Sofern der Netzausbau nicht mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien mithalten kann, entstehen zudem Engpassmanagementkosten. Derzeit werden Einspeiser an diesen Kosten nicht beteiligt und können die Stromnetze unentgeltlich nutzen. Eine Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten kann dazu beitragen, die Kosten des Stromsystems verursachungsgerechter zu verteilen, Verbrauchernetzentgelte dadurch zu senken und insbesondere in einspeisestarken Netzgebieten zusätzliche Einnahmen zur Finanzierung des Netzausbaus zu erhalten.
- **Finanzierungsbeitrag von Erzeugern herausfordernd**: Arbeitsentgelte für Erzeuger werden in das Gebotsverhalten an den Strommärkten eingepreist und wirken verzerrend auf den europäischen Stromhandel. Weitestgehend werden sie an die deutschen Verbraucher weitergereicht, sodass die breitere Finanzierungsbeitragung und die daraus resultierende Netzentgeltreduktion schlussendlich kaum zu einer Netto-Entlastung der Verbraucher führt. Kapazitäts- oder Leistungsentgelte werden hingegen in das Gebotsverhalten im Rahmen von Förderungen (z.B. EEG, Kapazitätsmarkt) eingepreist. Ist dies nicht möglich, so reduziert das die Erlöse der Betreiber und kann nötige Neuinvestitionen hemmen bzw. zur Stilllegung von Anlagen führen. Unsichere Rahmenbedingungen hinsichtlich der Höhe der Komponenten werden zudem in das Gebotsverhalten als Risikoaufschlag eingepreist und reduzieren die volkswirtschaftliche Effizienz. Durch EU-Regelungen zur maximalen Höhe von Einspeiseentgelten sind der Finanzierungsbeitragung von Einspeisern zudem enge rechtliche Grenzen gesetzt.
- **Einspeise-BKZ verursachungsgerecht**: Der BKZ dient der (Teil-)Finanzierung des Netzausbaus und -verstärkung. Zusätzliche Funktion ist die Steuerung der Anschlussleistung zur Vermeidung von Überdimensionierung. Ein BKZ ist eine sachgerechte Möglichkeit, Einspeiser an der Finanzierung des Netzausbaus zu beteiligen. Ein BKZ muss dabei von Anlagen bei Netzanschluss oder Leistungserhöhungen bezahlt werden. Kapazitäten von bestehenden Anschlüssen sind folglich ausgenommen. Der BKZ kann – analog dem BKZ für Lasten – als einmalige und eine am Leistungs-/ Kapazitätspreis orientierte pauschalierte Größe in die Investitionskalkulation eingepreist werden. Analog zu den Verbrauchern halten die 4ÜNB auch für Erzeuger eine regionale Differenzierung des BKZ für sinnvoll. Der Einspeise-BKZ sollte dabei nach

¹ [Einspeisenentgelte - Orientierungspunkte der BNetzA im Festlegungsverfahren AgNes \(Stand: Februar 2026\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

transparenten Kriterien erhoben werden. Aus der regionalen Differenzierung soll sich eine gewisse Steuerungswirkung hin zu netzdienlicheren Standorten ergeben. Das könnte z. B. durch eine Berechnungslogik mit dem Kriterium der Auswirkungen auf das Engpassvolumen erreicht werden. Der Einspeise-BKZ sollte entsprechend eingeführt werden.

- **Kapazitätspreis mit Nebenwirkungen (4 – 7 €/kW):** Dem Einspeisenentgelt sind durch die EU-Cap enge Grenzen gesetzt. Da ein Kapazitätsentgelt keine Wirkung auf die Grenzkosten hat, würde ein solches meist nicht in die Gebote am Strommarkt eingepreist werden. Anlagen in Förderregimen können diese Kosten durch höhere Gebote häufig weitergeben, bei den übrigen Anlagen wirkt der Kapazitätspreis hingegen erlösenkend. Anlagen mit sehr niedrigen Volllaststunden (z.B. Gas-Peaker-Kraftwerke für Dunkelflauten) können die Kosten nur über wenige Betriebsstunden refinanzieren. Bei Post-EEG-Anlagen wird die Wirtschaftlichkeit durch ein entsprechendes Entgelt reduziert, sodass ein früherer Rückbau dieser Anlagen begünstigt werden kann. Auswirkungen bestehen auch auf Neuanlagen ohne Förderung. Insgesamt kann ein Kapazitätspreis somit investitions hemmend wirken, insbesondere, wenn das Entgeltniveau nicht abgeschätzt werden kann. Um diese Faktoren abzuschwächen wäre ein gestaffelter Kapazitätspreis in Abhängigkeit der Volllaststunden denkbar. Unterschiedliche Regelungen in verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten erzeugen außerdem Herausforderungen. Die 4ÜNB verschließen sich einem Kapazitätsentgelt nicht, die Einführung müsste jedoch maßvoll erfolgen und die benannten Risiken angemessen berücksichtigen.
- **Dynamisches Entgelt mit hohen Spreads problematisch:** Ein dynamisches Netzentgelt mit großen Spreads soll Auswirkungen auf den Dispatch von Erzeugern in jeder Engpasssituation nehmen. Anlagen vor dem Engpass sollen ihre Einspeisung aufgrund des erlösenkenden Entgelts reduzieren, Anlagen hinter dem Engpass hingegen ihre Einspeisung erhöhen. Diese gewünschte vollumfängliche Wirkung auf die Engpasssituation lässt sich mit dem Instrument eines dynamischen Netzentgeltes jedoch nicht effektiv und effizient erreichen. Neben Herausforderungen bei der korrekten Prognostizierbarkeit von Engpässen sollen bei Vorliegen eines Engpasses meist nur Teile der Erzeugung in einer Region zur Abregelung angereizt werden. Da Erzeuger gleichen Typs häufig sehr ähnliche Grenzkosten aufweisen, lassen sich die Anlagen jedoch nicht präzise adressieren. Die Wirkung ist zudem abhängig vom Preisniveau an den Strommärkten. Sofern sich dort ein anderes Preisniveau einstellt, als bei Entgeltveröffentlichung angenommen wurde, so kann sich leicht eine unerwünschte Wirkung einstellen. Zusätzlich hat ein hohes dynamisches Netzentgelt große Auswirkung auf Erlöse von Einspeisern. Bei Anlagen vor systematischen Engpässen wird ein großer Teil der Erlöse abgeschöpft, Anlagen hinter systematischen Engpässen generieren hingegen Windfall-Profits. Diese Auswirkungen dürfen sowohl für Bestandsanlagen, sofern diese beteiligt werden sollen, als auch für Neuanlagen nicht unterschätzt werden. Je größer die Spreads eines dynamischen Netzentgeltes, desto größer die Auswirkungen auf die Erlöse und darüber hinaus auf den EU-Stromhandel. Sofern häufig die gewünschte Engpasswirkung erzielt werden soll, sind diese Auswirkungen auch größer als bei alternativen Instrumenten. Deshalb sollte auf ein dynamisches Netzentgelt mit großen Spreads verzichtet werden.
- **Alternative Instrumente für Engpassmanagement:** Durch ein dynamisches Netzentgelt für Erzeuger kann sich aufgrund der oben beschriebenen Aspekte keine ausreichend große und gesicherte Wirkung auf Netzengpässe ergeben. Da ein dynamisches Netzentgelt auch die beiden zentralen Herausforderungen im Engpassmanagement (Spitzen-Redispatch und kurzfristige Befunde) nicht mit der erforderlichen Präzision und Sicherheit adressieren kann, sind weitere Reformen im Engpassmanagement und die Umsetzung zusätzlicher Marktdesign-Konzepte unabhängig von der Einführung dynamischer Netzentgelte nötig. Die Umsetzung dieser Maßnahmen muss Priorität haben.
- **Geringes dynamisches Netzentgelt kann Abschaltreihenfolge beeinflussen:** Denkbar wäre hingegen ein dynamisches Netzentgelt zur Steuerung der Abschaltreihenfolge. Bei Strompreisen um 0 €/MWh werden Anlagen zukünftig unabhängig von ihrem Standort eher zufällig vom Netz gehen. Ein geringes dynamisches, vorzeichengerechtes Netzentgelt im niedrigen einstelligen Bereich könnte zukünftig Anreize setzen, netzdienliche Abschaltungen vorzunehmen und damit in den betroffenen Zeiten Redispatch einzusparen. Die tatsächliche Wirksamkeit dieses Ansatzes sollte jedoch noch vertieft untersucht werden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

- **Dynamische Komponente mit hohem Umsetzungsaufwand und Finanzierungsrisiken:** Die Einführung eines dynamischen Netzentgelts für Erzeuger wäre in der gesamten Branche mit einem sehr hohen Aufwand verbunden. Auf Seiten der ÜNB wäre die Erstellung und Veröffentlichung eines Engpasssignals ebenso wie die Abrechnung und Wälzung der Netzentgelte aufwändig. Aus der dynamischen Komponente resultieren zudem erhebliche finanzielle Risiken und Zusatzaufwände. Wir verweisen an dieser Stelle auf unseren Konsultationsbeitrag zu dynamischen Netzentgelten².

Aus Sicht der 4ÜNB ist eine Beteiligung von Einspeisern grundsätzlich sachgerecht. Jedoch müssen negative Auswirkungen auf die europäischen Strommärkte wie auf zukünftige Investitionen in Erzeuger vermieden werden. Es bleibt offen, ob der erwartete Nutzen den hohen Aufwand rechtfertigt. Dies sollte bei der Ausgestaltung der zukünftigen Netzentgeltstruktur beachtet werden.

² [4ÜNB-Konsultationsbeitrag Dynamische Netzentgelte \(Stand: Februar 2026\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Anlage zur Stellungnahme

1. Bisherige Entwicklungen

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien und die damit verbundene räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch sind Treiber für einen deutlichen Ausbau der deutschen Stromnetze. Während früher große, verbrauchernahe Kraftwerke, die auf hohen Netzebenen angeschlossen wurden, den überwiegenden Teil der Stromerzeugung bereitstellten, werden diese zunehmend durch zahlreiche dezentrale Anlagen ersetzt, welche ihre Standortwahl vom lokalen Dargebot erneuerbarer Energien abhängig machen. Diese Anlagen liegen häufig weit entfernt von den großen Lastzentren.

Insbesondere bei Windkraftanlagen findet eine Ansiedlung größtenteils im nördlichen Teil Deutschlands statt, sodass ein Nord-Süd-Gefälle entsteht und Windstrom über weite Strecken transportiert werden muss. Zwar kann durch Photovoltaik und andere dezentrale Erzeugung zunehmend lokale Deckung entstehen, sodass die Mengen, die aus dem Übertragungsnetz entnommen werden, in den letzten Jahren gesunken sind. Insbesondere bei einer hohen Windeinspeisung treten jedoch neue Spitzen im Transportbedarf auf. Um diese neuen strukturellen Anforderungen zu erfüllen, müssen die deutschen Stromnetze, allen voran die Übertragungsnetze, ausgebaut werden. Die oben beschriebene tiefgreifende Veränderung der Erzeugungslandschaft in Deutschland ist dabei ein wesentlicher Treiber³. Eine Finanzierungsbeitragung von Erzeugern an den Netzkosten (insbesondere den Kosten für Netzausbau) ist deshalb im Grundsatz verursachergerecht und damit angemessen.

Der nötige Netzausbau konnte in den vergangenen Jahren nicht im gleichen Tempo wie der Ausbau erneuerbarer Energien voranschreiten. Dies führt zu zunehmenden Netzengpässen, die durch Engpassmanagement behoben werden müssen. Bei Auftreten entsprechender Engpässe werden Erzeuger im Rahmen der sogenannten Redispatch-Prozesse durch den ÜNB angewiesen, ihre Fahrweise anzupassen. Erzeuger vor einem Netzengpass müssen ihre Leistung reduzieren, während Erzeuger hinter einem Engpass im gleichen Maße die Anweisung erhalten, ihre Leistung zu erhöhen. Durch die symmetrische Anforderung werden negative Auswirkungen auf das Systemgleichgewicht vermieden. Für die entgangenen Erlöse (Abregelung) bzw. für die zusätzlichen Ausgaben (Erhöhung) werden die Anlagenbetreiber heute vollumfänglich kostenbasiert entschädigt. Die daraus resultierenden Kosten in Milliardenhöhe werden über die Netzentgelte von den Verbrauchern getragen.

Zur Begegnung der zukünftigen Herausforderungen im Engpassmanagement, welche die 4ÜNB bereits in ihrem Konsultationsbeitrag zu dynamischen Netzentgelten dargestellt hatten⁴, muss über weitreichende Konzepte diskutiert werden, die einem netzschädlichen Verhalten der Marktteilnehmer sowohl bereits vor Beginn der Engpassmanagementprozesse, als auch kurz vor Erbringungszeitpunkt vorbeugen. Vor diesem Hintergrund werden derzeit verschiedene Reformansätze diskutiert. Dazu gehört unter anderem der Vorschlag der BNetzA für ein dynamisches Einspeisenentgelt im Rahmen der Orientierungspunkte zu Erzeugernetzentgelten, welcher eine Finanzierungsbeitragung an den Engpassmanagementkosten vorsieht und durch eine Internalisierung der Engpassmanagementkosten zudem ein netzdienliches Verhalten sicherstellen soll.

³ Weitere Treiber stellen beispielsweise der zu erwartende Anstieg des Strombedarfs, insbesondere im Zuge der Sektorenkopplung, sowie die zunehmende europäische Integration der Energiemärkte dar.

⁴ [4ÜNB-Konsultationsbeitrag Dynamische Netzentgelte \(Stand: Februar 2026\)](#), u.a. S. 5, 6

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Die 4ÜNB möchten in diesem Beitrag ihre Überlegungen und Einschätzungen zu möglichen Ausgestaltungsoptionen von Einspeisenetzentgelten darlegen. Aus Sicht der 4ÜNB sollte ein zukünftiges Einspeiseentgelt einen gewissen Finanzierungsbeitrag der Erzeuger sicherstellen, ohne gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien zu hemmen und die Investitionssicherheit unnötig stark zu beeinträchtigen. Über die Netzentgeltreform hinaus müssen weitere Konzepte zur Gewährleistung eines netzdienlichen Verhaltens von Marktteilnehmern rechtlich verankert werden, sodass die Prozesse im Engpassmanagement auch zukünftig für die ÜNB beherrschbar bleiben und das hohe Niveau an Versorgungssicherheit in Deutschland aufrechterhalten werden kann.

2. Finanzierungsbeteiligung durch Baukostenzuschuss

Der Baukostenzuschuss (BKZ) wird derzeit bereits für Verbraucher bei neuen Netzanschlüssen oder bei Erhöhungen der Netzanschlusskapazität erhoben, um diese an den Kosten durch den ausgelösten Netzausbaubedarf zu beteiligen. Eine Erhebung des BKZ bei Erzeugern kann zukünftig auch eine gewisse Finanzierungsbeteiligung leisten. Im Weiteren hat der BKZ die zusätzliche Funktion einer Steuerung der Anschlussleistung zur Vermeidung von Überdimensionierung. Dies ist gerade im Hinblick auf die knappen Anschlusskapazitäten notwendig. Mit einer regionalen Differenzierung ermöglicht er auch eine netzdienliche Steuerungsmöglichkeit bei der Ansiedelung von Erzeugern.

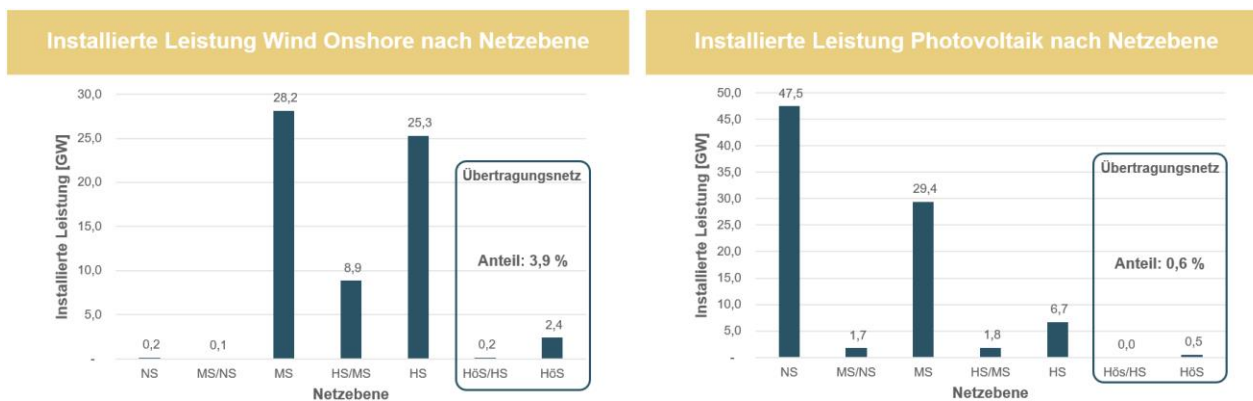
Anders als bei einem klassischen Netzentgelt zur Finanzierungsbeteiligung wird der Baukostenzuschuss jedoch ausschließlich bei Neuanlagen oder Erhöhungen der Netzanschlusskapazität erhoben. Aus Netzbetreibersicht resultiert daraus, dass sich Bestandsanlagen nur bei Erhöhungen an den Netzkosten beteiligen und Erlöse zur Finanzierung geringer ausfallen. Aus Erzeugersicht kann der BKZ jedoch für neue Anlagen in die Kostenkalkulation eingeplant werden und es muss, anders als beim Netzentgelt, bei einem Einspeise-BKZ nicht über Regelungen zum Bestandsschutz diskutiert werden. Der positive Finanzierungs- und Steuerungsbeitrag eines Einspeise-BKZ ist unstrittig, sodass die 4ÜNB einer Einführung eines Einspeise-BKZ grundsätzlich positiv gegenüberstehen. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass geförderte Neuanlagen voraussichtlich einen Einspeise-BKZ in die Gebote für eine EEG-Förderung bzw. eine Förderung über den Kapazitätsmarkt einpreisen.

Ein Einspeise-BKZ kann zudem grundsätzlich bei regional differenzierter Ausgestaltung gewisse Anreize für eine Standortsteuerung setzen. Wird der BKZ in Gebieten mit einem geringeren Anteil an Erzeugungsleistung abgesenkt, so liegen die Investitionskosten für neue Erzeuger in diesen Gebieten niedriger als in anderen Regionen. Damit entsteht prinzipiell ein finanzieller Anreiz für Anlagenprojektierer, sich an diesen Orten anzusiedeln. Entsprechende Orte mit geeignetem Potenzial an Erneuerbaren Energien sind jedoch insgesamt begrenzt. Darüber hinaus stellen sich Fragen zur Verfügbarkeit von Netzanschlüssen, geeigneten Flächen und Akzeptanz in der Bevölkerung. Diese nicht-monetären Faktoren haben ebenfalls große Auswirkungen auf derzeitige Ansiedlungen und limitieren den Ausbau in bestimmten Regionen. Selbst bei Standortanreizen über einen Einspeise-BKZ wirken diese Faktoren weiterhin hemmend und können die gewünschte Steuerungswirkung konterkarieren. Sofern das politische Ziel für eine netzdienlichere Ansiedlung von Erzeugern besteht, so wird es über einen Einspeise-BKZ hinaus deshalb weitere Maßnahmen brauchen.

Wird ausschließlich der Einspeise-BKZ auf Ebene der ÜNB regional differenziert, so ergibt sich nur eine begrenzte Steuerungswirkung auf die systematischen Engpässe im Übertragungsnetz. Die nachfolgende Grafik stellt dar, welcher Anteil der Erzeugungsleistung bei Wind Onshore bzw. Photovoltaik in den höchsten Netzebenen installiert ist:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage



* Stand: November 2025; Datenquelle: Marktstammdatenregister der BNetzA

Die Umspannebene H6S/HS wurde vereinfacht den ÜNB zugerechnet, tatsächlich ist diese teils Eigentum der VNB.

Daran wird deutlich, dass der größte Teil der Erzeugung von Wind Onshore und Photovoltaik in den Netzebenen des Verteilnetzes installiert ist. Soll der Einspeise-BKZ über einen Standortanreiz für diese Technologien einen Beitrag zur Reduzierung systematischer Engpässe im Übertragungsnetz leisten, müssten die unterlagerten VNB die regional differenzierten BKZ aus dem Übertragungsnetz übernehmen und analog auch für ihre Anschlussnutzer anwenden.

Da die Netzanschlusskapazitäten und insbesondere die Verfügbarkeit von Schaltfeldern in der kurzen bis mittleren Frist eine knappe Ressource im Übertragungsnetz darstellen, erwarten die 4ÜNB eine häufigere Ansiedlung komplexer Mischanlagen, die sich ein Schaltfeld teilen (Überbauung, Cable Pooling, Einbindung zusätzlicher Speicher). Ein einheitlicher BKZ für alle Einspeiser, analog zum Lasten-BKZ, würde eine BKZ-Ermittlung auch für diese Anschlusskonzepte vereinfachen.⁵

Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber können eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in das Netz vereinbaren (flexible Netzanschlussvereinbarung). Die Einhaltung der Wirkleistungsbegrenzung ist durch den Anlagenbetreiber jederzeit durch geeignete technische Maßnahmen sicherzustellen. Die Wirkleistungsbegrenzung kann auch auf einzelne Zeitfenster beschränkt sein und in ihrer Höhe je Zeitfenster variieren. Die Ermäßigung des BKZ bei Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (Flexible Connection Agreement, FCA) mit Begrenzung halten wir für sachgerecht. Die Absenkung sollte für alle Netzbetreiber nach einem einheitlichen Schema diskriminierungsfrei erfolgen.

3. Finanzierungsbeteiligung durch Kapazitätspreis

Erzeuger verursachen mit Netzanschluss und -betrieb generell Kosten in den Stromnetzen. Derzeit werden Einspeiser an diesen Kosten nicht beteiligt und können die Stromnetze kostenfrei nutzen. Eine Beteiligung scheint den 4ÜNB für die Neuordnung der Netzentgelte jedoch mit Blick auf die Kostenreflexivität angemessen.

Über das Ziel einer Finanzierungsbeteiligung hinaus können Erzeugernetzentgelte mit Finanzierungsfunktion auch weitere positive Aspekte einer sachgerechten Kostenteilung mit sich bringen. Sowohl im Übertragungs-, als auch im Verteilnetz haben sich aufgrund des regional unterschiedlich starken Ausbaus von Erneuerbaren Energien (EE,

⁵ Für den rechtssicheren Netzanschluss dieser komplexen Mischanlagen an das Übertragungsnetz müssen aus unserer Sicht der 4ÜNB darüber hinaus noch weitere rechtliche und regulatorische Fragen geklärt werden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

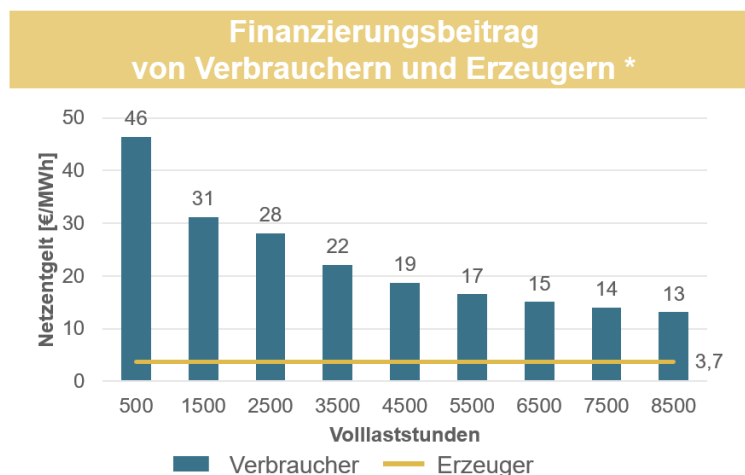
Anlage

insbesondere Wind) die Netzentgelte unterschiedlich entwickelt. In EE-starken Regionen stiegen die Netzkosten deutlich stärker als in EE-schwachen Regionen.

Finanzierungsbeitrag begrenzt

Hinsichtlich der Ausgestaltung von Einspeisenentgelten sind der BNetzA durch die Europäische Union enge Grenzen gesetzt⁶. Erzeugerentgelte sind dadurch auf eine maximale Höhe von 0,5 €/MWh gedeckelt, jedoch können Kosten für Systemdienstleistungen und Netzverluste auf diesen Betrag aufgeschlagen werden. Auf Basis der Berechnungen der BNetzA⁷ könnte dieser Betrag auf durchschnittlich 3,7 €/MWh erhöht werden.

Verglichen zur Belastung von klassischen Verbrauchern ist dieser Betrag jedoch weiterhin sehr gering. Im Jahr 2026 zahlen diese im Übertragungsnetz bei mittleren Volllaststundenzahlen durchschnittliche Netzentgelte von ca. 25 €/MWh (Darstellung je nach Volllaststundenzahl in der folgenden Grafik).



* Berechnung von durchschnittlichen Entgelten je nach Volllaststundenzahl aus Leistungs- und Arbeitspreis

Annahmen basierend auf dem Preisblatt der 4ÜNB 2026, Berechnungen für HöS-Ebene.

Im Verteilnetz sind die Netzentgelte meist nochmals deutlich höher, sodass der Unterschied im Finanzierungsbeitrag von Erzeugern und Verbrauchern nochmals größer wird.

Die Obergrenze für Erzeugernetzentgelte gilt dabei nach Einschätzung der 4ÜNB als Durchschnittswert für die Summe aller Anlagen über ein gesamtes Jahr. Einzelne Anlagen dürfen also mit Entgelten über der Obergrenze belastet werden, solange dies durch andere Anlagen auf Jahressicht ausgeglichen wird. Dies lässt einige Gestaltungsspielräume bei der

⁶ Die entsprechenden Vorgaben werden in der [EU-Verordnung 838/2010](#) gemacht und gelten nur für das Übertragungsnetz, die EU-Kommission empfiehlt eine ähnliche Auslegung allerdings auch für die Verteilnetze.

⁷ [Einspeisenentgelte - Orientierungspunkte der BNetzA im Festlegungsverfahren AgNes \(Stand: Februar 2026\)](#), S. 15; Annahme von Stromverbrauch von 500 TWh und Einnahmen von 1,8 Mrd € durch Erzeuger, Engpassmanagementkosten nicht berücksichtigt.

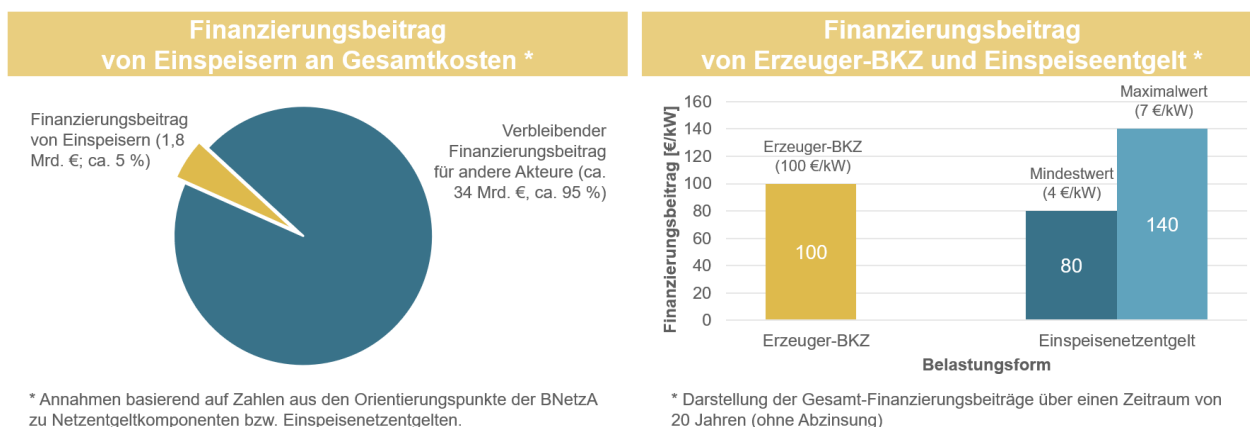
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

konkreten Ausprägung von Erzeugerentgelten. Der in der oberen Grafik dargestellte maximal mögliche durchschnittliche Finanzierungsbeitrag muss sich also nicht in dieser Form für alle Anlagen einstellen.

Entsprechend der Berechnungen der BNetzA ergibt sich unter Berücksichtigung heutiger Kosten eine Finanzierungsbeitrag der Erzeuger von ca. 1,8 Mrd. €, aus welcher für die einzelnen Anlagenbetreiber ein Kapazitätsentgelt von 4 – 7 €/kW resultieren würde. Die nachfolgende Grafik (links) zeigt, dass die Finanzierungsbeitrag von Erzeugern damit eher gering bliebe. Sie würden nur ca. 5 % der jährlichen Netzkosten in Deutschland tragen.

Der Finanzierungsanteil von knapp 5 % stellt zudem die Obergrenze dar. Sofern für Bestandsanlagen der Vertrauensschutz greift und zumindest für einige Jahre auf die Vereinnahmung der Finanzierungskomponente verzichtet wird, so wird sich der obige Finanzierungsanteil frühestens nach Auslaufen aller Ausnahmeregelungen voll einstellen⁸.



In der obigen Abbildung (rechts) wird die mögliche finanzielle Belastung eines Erzeugers durch das Einspeiseentgelt zudem mit der Belastung durch einen Einspeise-BKZ verglichen. Dort wird deutlich, dass zumindest im Übertragungsnetz der BKZ über eine Dauer von 20 Jahren zu einer ähnlichen Belastung wie das Einspeiseentgelt führen kann. Die Einnahmen sind allerdings nicht direkt vergleichbar. Denn zum einen wird beim BKZ auch eine Absenkung unter bestimmten Bedingungen (netzdienliches Verhalten oder standortspezifisch) diskutiert und zum anderen gilt der BKZ nur für Neuanlagen oder Anlagen, für die eine Erhöhung der Netzanschlusskapazität angefragt wird.

In Anbetracht des vergleichsweise geringen Finanzierungsbeitrags aus dem Einspeiseentgelt sollte kritisch geprüft werden, ob der Aufwand für die Einführung des Einspeiseentgelts mit Finanzierungsfunktion einem angemessenen Nutzen gegenübersteht.

Wirkung des Kapazitätspreises

Als Finanzierungskomponente soll nach aktuellen Vorstellungen der BNetzA ausschließlich ein Kapazitätspreis eingeführt werden, auf die zur Finanzierung dienenden Arbeitspreise (AP1, AP2) soll hingegen vollständig verzichtet werden.

Anders als ein Arbeitspreis hat ein jährlich zu zahlendes Kapazitätsentgelt nur geringe Auswirkungen auf die Grenzkosten eines Kraftwerks. Kapazitätsbasierte Entgelte wirken damit primär als Fixkostenbestandteil und gehen nicht

⁸ Alternativ wäre es zur Herstellung der Finanzierungswirkung auch denkbar, die Belastung für die nicht-ausgenommenen Einspeiser höher anzusetzen, was sich im Mittel ausgleichen und EU-rechtskonform sein könnte.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

unmittelbar in die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung ein. Dadurch beeinflussen sie das Gebotsverhalten der Erzeuger in den kurzfristigen Strommärkten kaum und vermeiden Verzerrungen der Merit-Order sowie unerwünschte Effekte im europäischen Stromhandel. Gleichzeitig kann ein Kapazitätsentgelt eine planbare und transparente Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten ermöglichen. Da Erzeuger die höheren Kosten durch das Kapazitätsentgelt an den kurzfristigen Strommärkten kaum an Abnehmer weitergeben können, sinken dadurch die Netto-Erlöse der betroffenen Erzeuger.

Sofern ein Kapazitätspreis eingeführt wird, müssen potenzielle Investoren die dafür jährlich anfallenden Kosten in ihre Kalkulation einbeziehen. Je nachdem, ob es sich dabei um eine Neuanlage oder eine Bestandsanlage handelt und je nachdem, ob die Anlage innerhalb einer staatlichen Förderstruktur zugebaut wird, oder sich frei am Markt refinanzieren muss, ergeben sich daraus unterschiedliche Implikationen:

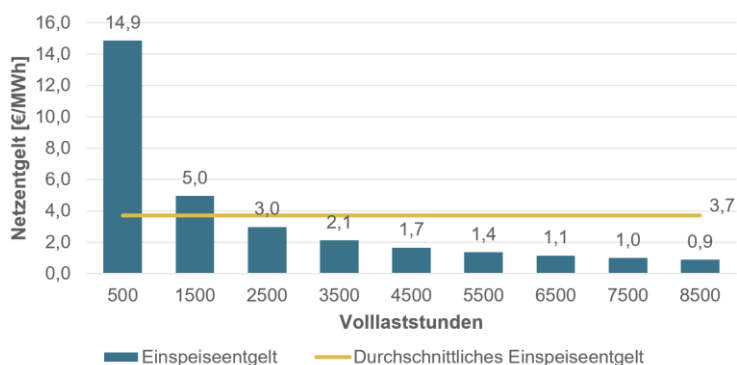
- Neuanlagen in Förderregimen: Bei Anlagen, im Rahmen von Förderregime (z.B. EEG, KWKG, Kapazitätsmarkt) zugebaut werden sollen, werden Betreiber diese Kosten in ihre Gebote einpreisen und zukünftig entsprechend zu höheren Fördersätzen bieten. Bei einem einheitlichen Kapazitätspreis in Deutschland ist damit zu rechnen, dass alle Akteure dies im gleichen Maße tun werden. Damit steigt der jährliche Fördersatz um den zu erwartenden Kapazitätspreis. Sofern in den jeweiligen Förderregimen Preisobergrenzen bestehen, sollten diese sinnvollerweise entsprechend angehoben werden. Ansonsten könnten Anlagen mit ihrem Gebot nicht mehr zum Zuschlag kommen und der Zubau entsprechend nicht erfolgen. Generell werden die Kosten für das Kapazitätsentgelt im beschriebenen Fall auf die Fördermittelgeber (meist Bundeshaushalt) gewälzt und schlussendlich von diesen getragen. Die Entlastung der Verbraucher wird folglich weitestgehend durch den Fördermittelgeber finanziert.
- Bestandsanlagen im bestehenden Förderregimen: Bestandsanlagen bekommen meist über lange Zeiträume einen fixen Fördersatz garantiert. Wenn entsprechende Bestandsanlagen durch den Kapazitätspreis stärker belastet werden, können sie diese Kosten nicht einpreisen und weitergeben. Der Kapazitätspreis wirkt dann erlösenkend für den Anlagenbetreiber. Diese Betreiber hatten ihre Investitionen jedoch unter der Annahme von Erlösstabilität getätigt, weshalb die BNetzA diskutiert, ob hier Vertrauensschutz bestehen sollte.
- Neuanlagen ohne Förderregime: Der Zubau von Anlagen jenseits von Förderregimen erfolgt derzeit nur in ausgewählten Fällen. Da es für PV-Anlagen mit einer Leistung > 30 MW im aktuellen EEG keine Förderung mehr gibt, müssen entsprechende große PV-Anlagen außerhalb von Förderregimen zugebaut werden. Je nach Standort werden zudem auch Windkraftanlagen marktlich zugebaut. In beiden Fällen wird der erzeugte Strom meist mittels sog. PPAs (Power Purchase Agreement) langfristig vermarktet, um dadurch als Anlagenbetreiber ein hohes Niveau an Sicherheit zu erhalten. In entsprechenden Projekten wird durch ein Kapazitätsentgelt die Renditeerwartung des Anlagenbetreibers geschmälert. Eine Weitergabe ist aufgrund des hohen Kostendrucks kaum möglich. Dies wirkt sich damit voraussichtlich negativ auf den Zubau entsprechender Anlagen aus.
- Bestandsanlagen ohne Förderregime: Bestandsanlagen sind den steigenden Fixkosten durch den höheren Kapazitätspreis vollständig ausgesetzt. Bei diesen Akteuren besteht aus Sicht der BNetzA jedoch kein Vertrauensschutz. Damit wirkt das Netzentgelt hier erlösenkend für den Anlagenbetreiber. Sofern die entsprechende Anlage nicht mehr kostendeckend betrieben werden kann (Betriebskosten mit Netzentgelten höher als Erlöse am Strommarkt), werden entsprechende Betreiber eine Stilllegung der Anlage vornehmen. Diese Herausforderung besteht nicht nur bei konventionellen Erzeugungsanlagen, sondern auch bei EEG-Anlagen, die nach Ende des Förderzeitraums zwar weiter betriebsfähig sind, jedoch aus der Förderung fallen und damit keinen Vertrauensschutz mehr genießen. Die Rentabilität, diese Anlagen als Post-EEG-Anlagen weiterzubetreiben, nimmt ab.

Betrachtet man die Belastung durch den Kapazitätspreis, so gibt es dort größere Unterschiede je nach Erzeuger. Zwar ist der Preis pro kW identisch, jedoch können Anlagen mit einer höheren Volllaststundenzahl diese Kosten auf eine deutlich größere Energiemenge verteilen als Anlagen mit geringer Volllaststundenzahl. Damit ist die durchschnittliche Belastung je kWh erzeugten Stroms stark unterschiedlich. Die nachfolgende Grafik stellt die Belastungssituation in Abhängigkeit der Volllaststunden dar:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Unterschiedliche Belastung von Erzeugern durch Kapazitätspreis abhängig von Volllaststunden



Problematisch kann insbesondere die Kostentragfähigkeit von Anlagen mit geringen Volllaststunden werden. Dies gilt insbesondere für zwei Anlagengruppen:

Spitzenlastkraftwerke: Kraftwerke mit einer sehr niedrigen Zahl an Betriebsstunden müssen den Kapazitätspreis über eine sehr geringe Anzahl an Betriebsstunden refinanzieren. Dazu zählen beispielsweise Gas-Peaker-Kraftwerke, die insbesondere bei geringem Dargebot von Erneuerbaren Energien (Dunkelflaute) zum Einsatz kommen und eine Systemunterdeckung verhindern. Aus der zusätzlichen, überdurchschnittlich hohen Belastung durch das Kapazitätsentgelt resultiert dann das Risiko, dass sich der Betrieb dieser Anlagen nicht mehr rentiert und die Anlagen dauerhaft stillgelegt werden. Mit Blick auf Versorgungssicherheit sind diese Anlagen in kritischen Stunden jedoch von einer hohen Bedeutung. Ihr Wegfall würde zudem Preisspitzen in Dunkelflauten weiter erhöhen. Um diese unerwünschten Auswirkungen auf systemrelevante Flexibilitätsoptionen zu vermeiden, könnten für solche Anlagen spezifische Ausnahmeregelungen vorgesehen werden.

Photovoltaikanlagen: PV-Anlagen besitzen im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien eher geringe Volllaststunden (Standortabhängig, ca. 1.000 Stunden). Von einem entsprechenden Kapazitätsentgelt sind sie deshalb überproportional stark betroffen. Nachdem große Freiflächenanlagen nicht mehr EEG-gefördert werden, können Kosten dort nicht weitergereicht werden. Durch eine Überbauung von Netzanschlüssen und eine Kopplung mit Batteriespeichern kann die Zahl der Volllaststunden jedoch erhöht werden. Es muss jedoch analysiert werden, ob diese Bedingungen ausreichen, um auch zukünftig einen marktlichen Zubau sicherzustellen.

Ein Kapazitätspreis wirkt also grundsätzlich an vielen Stellen investitionshemmend. Die Wirkzusammenhänge müssen vor Einführung intensiv analysiert und abgeschätzt werden. Die folgende Tabelle gibt einen ersten Überblick über das Ausmaß, in dem die Gestehungskosten durch ein entsprechendes Kapazitätsentgelt steigen könnten:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Steigerung der Stromgestehungskosten von EE-Erzeugern durch einen Kapazitätspreis *

Anlage	Volllaststunden [h]	Gestehungskosten ohne Netzentgelt [ct/kWh]	Belastung von Einspeisern durch Kapazitätspreis [ct/kWh]	Steigerung Gestehungskosten durch Netzentgelte [%]
Wind Onshore min	1800	9,2	0,41	4%
Wind Onshore max	3200	4,3	0,23	5%
Wind Onshore mittel	2500	6,75	0,30	4%
Wind Offshore min	3200	10,3	0,23	2%
Wind Offshore max	4500	5,5	0,17	3%
Wind Offshore mittel	3600	7,9	0,21	3%
Photovoltaik min	935	6,9	0,80	12%
Photovoltaik max	1280	4,1	0,58	14%
Photovoltaik mittel	1105	5,5	0,67	12%

* Eigene Berechnungen auf Basis von *Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Juli 2024)*

Für die Berechnung wurden jeweils drei Szenarien für Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik (Freifläche) je nach Volllaststunden und Gestehungskosten bei einem angenommenen Kapazitätsentgelt von 7,44 €/kW⁹ betrachtet. Darauf aufbauend kann durch einen Bezug auf die Volllaststunden eine Abschätzung vorgenommen werden, in welchem Umfang die technologiespezifischen Gestehungskosten durch die Einführung eines Kapazitätspreis steigen. Während Wind-Offshore-Anlagen im Mittel mit einer Steigerung der Stromgestehungskosten von ca. 3 % und Wind-Onshore-Anlagen mit ca. 4 % rechnen können, steigen die Gestehungskosten bei Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Mittel um ca. 12 %. Sofern entsprechende Kosten nicht weitergegeben werden können, würden entsprechend die Renditen der Anlagenbetreiber um diese Werte gemildert. Insbesondere bei Photovoltaik hätte dies entsprechend große Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von großen Anlagen, welche nicht mehr über das EEG gefördert werden.

Zur Abmilderung der Herausforderungen insbesondere bei Erzeugern mit geringen Volllaststunden könnte darüber nachgedacht werden, ob für Erzeuger mit niedrigen Volllaststundenzahl eine Absenkung des Kapazitätspreises möglich wäre. Denkbar wäre beispielsweise eine Staffelung des Kapazitätspreises in Abhängigkeit der Volllaststundenzahl. Ein solcher Ansatz würde den Kapazitätspreis in seiner Wirkung einem Arbeitspreis annähern, die Nachteile jedoch dämpfen.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine maßvolle Einführung eines Kapazitätspreises grundsätzlich vertretbar, sofern gleichzeitig geeignete Maßnahmen zur Sicherung der Investitionsstabilität vorgesehen werden. Hierzu zählen insbesondere eine frühzeitige und transparente Festlegung der Entgelthöhe, um Planungssicherheit zu schaffen, wie auch angemessene Regelungen für Bestandsanlagen.

Insgesamt kann ein moderat ausgestalteter Kapazitätspreis damit einen Beitrag zu einer verursachungsnäheren Finanzierung der Netzkosten leisten. Er darf jedoch weder die Funktionsfähigkeit der Strommärkte beeinträchtigen noch den Zubau von benötigter Erzeugungskapazität beeinträchtigen.

Sollte sich die BNetzA für eine Einführung aussprechen, empfehlen die 4ÜNB eine Kopplung der gebuchten Kapazität an die Netzanschlusskapazität. Sofern Anlagenbetreiber die Kapazitätszahlung vermeiden wollen, müssten sie auch die dazugehörige Netzanschlusskapazität zurückgeben und damit die Anlage tatsächlich dauerhaft stilllegen und auch den dazugehörigen Standort anschließend nicht anderweitig nutzen. Dies wäre für Betreiber in Anbetracht zukünftiger

⁹ Division des gemäß BNetzA-Rechnung zu vereinnahmenden Betrags von 1.859 Millionen Euro durch die angenommene installierte Erzeugungsleistung von 250 GW.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Erlösmöglichkeiten am Standort unattraktiv und könnte dazu beitragen, die problematische Stilllegung von Anlagen, insbesondere Spitzenlastkraftwerken, zu vermeiden.

Weitere Hinweise:

- Juristische Unsicherheit: Aus Sicht der 4ÜNB ist unklar, welche Auswirkungen die Einführung von Einspeisernetzentgelten auf existierende Stromlieferverträge hat. Dies gilt sowohl für PPAs, als auch für Futures. Die zusätzliche Kostenbelastung muss von einem Akteur getragen werden. Sowohl für eine Kostenübernahme der Produzenten als auch der Abnehmer gibt es grundsätzlich gute Gründe. Eine konkrete Regelung durch die BNetzA wird für sinnvoll erachtet, um Unsicherheiten bei Marktteilnehmern zu vermeiden.
- Umgang mit Netzreservekraftwerken: Für die ÜNB ist unklar, inwiefern auch Netzreservekraftwerke in Zukunft von der Zahlung von Netzentgelten betroffen sind. Sofern auch diese Kraftwerke in Zukunft entgeltpflichtig sind, müssten Kosten, die nicht an die Abnehmer weitergegeben werden können, von den ÜNB übernommen werden. Dies würde die Kosten für die Vorhaltung der Netzreservekraftwerke und damit die Kosten für das Engpassmanagement erhöhen.
- Umgang mit Rückspeisung: Für die ÜNB ist unklar, ob auch unterlagerte Netzbetreiber ein Einspeiseentgelt in der von der BNetzA vorgeschlagenen Form zahlen müssen, wenn diese Netzbetreiber Mengen in das Übertragungsnetz einspeisen. Hier wird um Klarstellung gebeten.
- Gleiche Entgelthöhen: Unabhängig davon, ob ein Kapazitätspreis oder ein Arbeitspreis eingeführt werden soll, halten die 4ÜNB ein einheitliches Entgelt bei ÜNB und VNB für angemessen. Netzverluste beim VNB fallen auch an, wenn eine Anlage in das Übertragungsnetz einspeist und der entsprechende Strom ins Verteilnetz übertragen und dort verteilt wird. Eine einheitliche Kalkulation verringert zudem die Komplexität und vermeidet eine unangemessene Ungleichbehandlung von Erzeugern verschiedener Netzebenen.
- Sinnvolle Ausgestaltung der Bagatellgrenze: Die Finanzierungsbeitragung von Erzeugern sollte nicht abhängig gemacht werden davon, ob ein Erzeuger lastganggemessen ist oder nicht. In diesem Fall würde das Entgelt nur bei Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys, umgangssprachlich Smart Meter) in Rechnung gestellt werden. Bei einem Kapazitätspreis von 7 €/kW hieße das bei einer 10 kWp Solaranlage eine jährliche Mehrbelastung von 70 € und hätte zur Folge, dass der Einbau von iMSys bei Betroffenen unbeliebt wird. Die 4ÜNB schlagen stattdessen vor, die Bagatellgrenze an einer bestimmten installierten Leistung festzumachen oder alternativ bestimmte Anlagentypen (Aufdach-PV-Anlagen) allgemein auszulassen.

4. Dispatch-Anreize durch dynamischen Arbeitspreis

Durch die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises für Erzeuger möchte die BNetzA Erzeuger an den Engpassmanagementkosten beteiligen. Dadurch werden diese Kosten durch die Einspeiser internalisiert, was dafür sorgen soll, dass sie die Auswirkungen ihres Verhaltens auf die Engpassmanagementkosten angemessen berücksichtigen.

Konkret zielt die BNetzA mit dem dynamischen Netzentgelt auf die kurzfristig variablen Netzkostenelemente (marginale Engpass- bzw. Redispatch-Kosten), welche als Kostenblöcke sowohl in die Einsatz- als auch die Investitionsentscheidungen der Erzeuger internalisiert werden sollen.

Aus Sicht der 4ÜNB sind dabei grundsätzlich zwei Effekte zu erwarten:

1. Verhaltensanpassung: Sind die Preisanreize durch das dynamische Netzentgelt (im Verhältnis zu den marktlichen Erlösen) groß genug, so ist mit einer Verhaltensanpassung entsprechend des Anreizes durch das Netzsignal zu rechnen.
2. Kostenbeteiligung: Sind die Preisanreize jedoch nicht groß genug, so zieht dies keine Verhaltensanpassung nach sich. Es erfolgt jedoch eine Kostenbeteiligung an den (prognostizierten) Engpassmanagementkosten.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Je nach Netz- und Marktsituation und den gegebenen Signalen wird sich für jeden Erzeuger individuell einer der beiden Effekte einstellen. Vor allem eine Verhaltensanpassung ist aus der Sicht der 4ÜNB grundsätzlich attraktiv, sofern diese einen Beitrag leisten zur Lösung der Herausforderungen im Engpassmanagement. Diese Herausforderungen, insbesondere hinsichtlich des Spitzen-Redispatch und der kurzfristigen Befunde, wurden im Konsultationsbeitrag zu dynamischen Netzentgelten bereits dargestellt¹⁰. In dem Kontext haben die ÜNB bereits deutlich gemacht, dass losgelöst von einer Entscheidung zu dynamischen Netzentgelten Änderungen am Marktdesign dringend benötigt werden. Priorität müssen jene Maßnahmen haben, die steigende Spitzen-Redispatch-Bedarfe und/ oder kurzfristige Befunde effektiv und prozessual effizient adressieren.

Wirkung dynamischer Netzentgelte für Erzeuger im Systembetrieb

Die Umsetzung eines treffsicheren dynamischen Netzentgelts mit dem Ziel einer Verhaltensänderung ist komplex, insbesondere in Anbetracht von Prognose- und Vorhersagefehlern und in Teilen sehr ähnlichen Grenzkosten von Erzeugern. Dieses Kapitel beschäftigt sich deshalb mit Unsicherheiten bei den entsprechenden Annahmen, welche das Ziel einer planbaren Verhaltensänderung erschweren.

Herausforderung 1: Unsicherheit über Fehler in der Engpassprognose

Um ein dynamisches Einspeisenentgelt richtig zu dimensionieren, muss in einem ersten Schritt prognostiziert werden, wie groß der Netzengpass sein wird und welche Menge an Erzeugungsleistung durch das dynamische Netzentgelt folglich aus dem Markt genommen werden soll. In unserem Konsultationsbeitrag zu dynamischen Netzentgelten hatten wir bereits ausführlich auf die grundsätzliche Prognoseproblematik hingewiesen. Dort hatten wir zudem dargestellt, dass sich die frühzeitige Prognostizierbarkeit von Engpässen mit steigendem EE-Ausbau und zunehmendem Intraday-Marktgeschehen weiter verschlechtern wird.

Ein dynamisches Netzentgelt sollte grundsätzlich immer dann ungleich Null sein, wenn am Vortag Netzengpässe prognostiziert werden. Werden hingegen keine Netzengpässe prognostiziert, wird ein Nullsignal gesendet. Für das Jahr 2025 stellt die nachfolgende Matrix exemplarisch für die besonders engpassbelastete WAPP-Region in Nord-Niedersachsen dar, in wie vielen Stunden Netzengpässe prognostiziert wurden und inwiefern diese auch tatsächlich eingetreten sind:

Vorhergesagter und abgerufener negativer Redispatch in Nord-Niedersachsen				
		Vorhersage WAPP d-1		
		WAPP = 0	WAPP > 0	Summe
Tatsächlich abgerufen	Abruf = 0	59 %	7 %	66 %
	Abruf > 0	12 %	22 %	34 %
Summe		71 %	29 %	100 %

* Betrachteter Zeitraum: Januar – Dezember 2025; Datenquellen: WAPP, Redispatch-Aktivierungs-Server (RAS) für tatsächliche Abrufe; Regionale Fokussierung auf die WAPP-Region in Nord-Niedersachsen (Nordseeregion)

¹⁰ Für weitergehende Informationen empfehlen wir den [4ÜNB Konsultationsbeitrag Dynamische Netzentgelte \(Stand: Februar 2026\)](#)

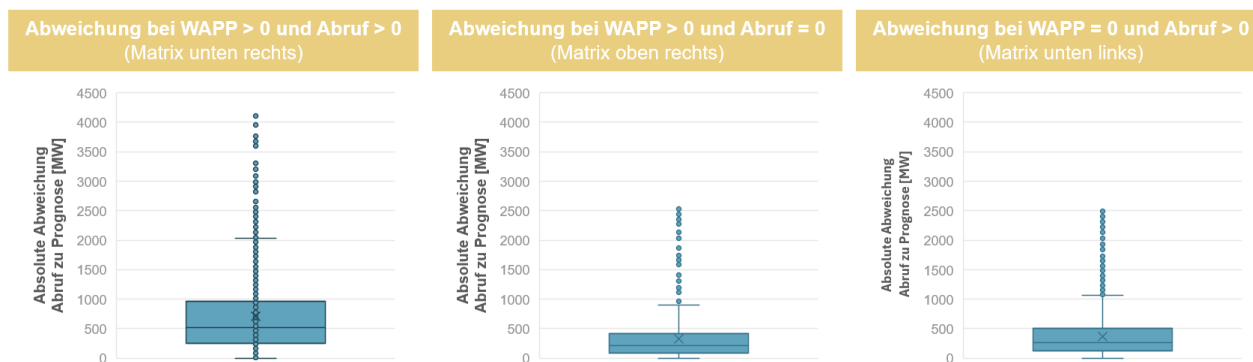
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Anhand der Grafik wird deutlich, dass in der betrachteten Region in 34 % der Stunden negativer Redispatch abgerufen wurde. In knapp 22% der Stunden kam es zu einem Abruf und der WAPP hatte ebenfalls Engpässe prognostiziert (ca. 2/3 der Stunden mit Abrufen), in 12 % der Stunden wurde jedoch ein Nullwert prognostiziert (ca. 1/3 der Stunden mit Abrufen). In diesem Drittel der Stunden bleibt ein dynamisches Netzentgelt also mit Blick auf einen Engpass wirkungslos, da dieser nicht vorhergesagt werden konnte. In diesem Fall ist das dynamische Netzentgelt ineffektiv, zur Engpasslinderung müssen in diesem Fall andere Maßnahmen genutzt werden.

Umgedreht kommt es in 29 % der Stunden im WAPP zur Prognose von negativem Redispatch, in 7 % der Stunden eines Jahres kam es jedoch zu einer WAPP-Prognose eines Engpasses, wo anschließend kein negativer Redispatch zur Behebung des Engpasses notwendig wurde (ca. 1/4 der Stunden mit Prognose eines Engpasses). In diesem Fall ist das dynamische Netzentgelt ineffizient und versucht, über die Reduktion von Erzeugungsleistung Engpässe zu heilen, die auch ohne ein Netzentgeltsignal gar nicht eingetreten wären.

Relevant für ein dynamisches Netzentgelt ist jedoch nicht nur, ob ein Engpass vorhergesagt wurde oder nicht, sondern auch dessen konkrete Höhe. Die nachfolgende Grafik stellt die Abweichungen dar, aufgeschlüsselt nach den drei Kategorien aus der obigen Grafik¹¹:



* Betrachteter Zeitraum: Januar – Dezember 2025; Datenquellen: WAPP, Redispatch-Aktivierungs-Server (RAS) für tatsächliche Abrufe; Regionale Fokussierung auf die WAPP-Region in Nord-Niedersachsen (Nordseeregion)

All diese Dinge zeigen, dass die korrekte Bestimmung des Redispatch-Bedarfs im Vorfeld mit großen Unsicherheiten verbunden ist. Prognosefehler sorgen dafür, dass das am Vortag gegebene Signal die tatsächlichen Engpässe teils nicht adäquat adressieren kann und somit manchmal stark übersteuert (Erzeugung wird ohne Notwendigkeit stark eingeschränkt bzw. angereizt) oder manchmal stark unterschätzt (Erzeuger werden nicht ausreichend eingeschränkt bzw. angereizt).

Herausforderung 2: Unsicherheit über Fehler in der Prognose der Erlöse

Die Höhe des dynamischen Netzentgelts ist nicht nur abhängig von der Größe der zu lösenden Engpässe, sondern auch von Grenzkosten und -erlösen der Erzeuger. Nur wenn diese Komponenten korrekt angenommen werden, kann das dynamische Netzentgelt so gewählt werden, dass der gewünschte Anteil der Erzeuger auf das Netzentgelt reagiert. Prognoseabweichungen bei der Höhe von Kosten und Erlösen schwächen hingegen die Wirksamkeit des Instruments ab.

¹¹ Auf die vierte Kategorie (WAPP = 0 und Abruf = 0) wird verzichtet, da die Abweichung hier stets Null wäre.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Während die 4ÜNB aktuell davon ausgehen, dass sich Grenzkosten der betroffenen Anlagen mithilfe von Annahmen prinzipiell abschätzen lassen und auch das tatsächliche Abschaltverhalten über Vergangenheitsdaten ermittelt werden könnte¹², bestehen größere systemisch bedingte Unsicherheiten hinsichtlich der Erlöse.

Erzeuger generieren ihre Erlöse über unterschiedliche Märkte, deren Ergebnisse zwar abgeschätzt werden können, jedoch mit Unsicherheiten verbunden sind. Dies wird für die jeweiligen Märkte im Folgenden dargestellt:

- Day-Ahead-Markt: Das Preisniveau am Day-Ahead-Markt ist derzeit insbesondere abhängig vom Dargebot an Erneuerbaren Energien wie auch den derzeitigen Grenzkosten von konventionellen Erzeugern, sofern diese preissetzend sind. Die 4ÜNB gehen davon aus, dass sich das Niveau des Day-Ahead-Markts derzeit verhältnismäßig gut vorhersagen lässt, auch hier ist jedoch mit gewissen Abweichungen zu rechnen. Unsicherheiten können dadurch entstehen, dass ein dynamisches Netzentgelt bereits am Morgen gebildet wird, während beim Day-Ahead-Markt-Clearing aktualisierte Prognosen zur EE-Einspeisung vorliegen, welche abweichen und damit zu anderen Preisen führen können.
- Intraday-Markt: Der Intraday-Markt dient insbesondere dazu, Veränderungen hinsichtlich des Dargebots an Erzeugungsleistung durch Handelsgeschäfte auszugleichen. Mit dem Zubau an fluktuierenden erneuerbaren Energien hat der Intraday-Handel in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. Kommt es zu Abweichungen der prognostizierten Einspeisung von Erneuerbaren Energien, werden diese Mengen intraday gehandelt. Aus Veränderungen der Wetterprognosen resultieren am Intraday-Markt teils starke Preispeaks. Da Veränderungen von Wetterprognosen nicht vorhergesagt werden können (wäre dies möglich, käme es erst gar nicht zu dem Prognosefehler), können auch die daraus resultierenden Intraday-Preise nicht prognostiziert werden.
- Systemdienstleistungsmärkte: Erzeuger agieren zudem an Märkten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung). Betroffen ist davon aktuell nur ein Bruchteil der Anlagen, diese Bereitstellung hat für die Systemstabilität jedoch eine hohe Bedeutung. Mit Blick auf die Regelleistung kann eine entsprechende Verpflichtung zur Vorhaltung von Regelleistung die Reaktion auf ein dynamisches Netzsignal einschränken. Ist eine Anlage, die von einem dynamischen Netzentgelt betroffen ist, preissetzend, so kann dies die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung verschieben und könnte prinzipiell kostensteigernd wirken. Problematisch wäre es aus Sicht der 4ÜNB, sofern durch das dynamische Netzentgelt Gebote in der Regelleistung verhindert würden. Mit Blick auf das Netzentgelt selbst gehen die 4ÜNB davon aus, dass diese Effekte verhältnismäßig gut abzuschätzen wären.
- Fördermechanismen: Zahlreiche Anlagen agieren nicht frei am Markt, sondern generieren ihre Erlöse über verschiedene Fördermechanismen. Betrachtet werden soll hier insbesondere die Förderung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Befindet sich eine Anlage in einer Festpreisvergütung, so wird eine Abschaltung wirtschaftlich interessant, sobald das Netzentgelt (gemeinsam mit den Grenzkosten) die entsprechende Einspeisevergütung übersteigt. Befindet sich eine Anlage hingegen in der geförderten Direktvermarktung, so müsste das Netzentgelt (gemeinsam mit den Grenzkosten) so hoch liegen, es die Summe der Einnahmen aus der Marktprämie und den klassischen Strommärkten übersteigt. Die Marktprämie wird dabei jedoch erst ex-post ermittelt, sodass dieser Wert von den Anlagenbetreibern abgeschätzt werden müsste¹³. Hinsichtlich der Fördermechanismen besteht zwar keine Prognoseunsicherheit, jedoch müssten auch diese Effekte passend berücksichtigt werden.

In der Breitenwirkung des dynamischen Netzentgelts ist insbesondere die Prognoseunsicherheit hinsichtlich des Day-Ahead-Marktergebnisses wie auch der Intraday-Aktivitäten relevant. Je nach Richtung der Prognoseabweichungen kann dies dafür sorgen, dass entweder eine deutlich höhere Anzahl an Anlagen auf das Signal reagiert oder auch eine deutlich geringere Anzahl. Im ersten Falle würde der Mechanismus zu einer gewissen Ineffizienz im Strommarkt führen, im

¹² Auch diese Abschätzungen gehen mit einem erheblichen Aufwand einher und sind somit nicht trivial.

¹³ Zudem bestehen zahlreiche Sonderregelungen im EEG wie beispielsweise das Aussetzen der Marktprämie in Negativpreisperioden. Auch diese können Einfluss nehmen auf die Erlöse der Anlagenbetreiber.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

zweiten Fall müssten die entsprechenden Anlagen anschließend über die Redispatch-Prozesse angewiesen werden. Eine Linderung, beispielsweise hinsichtlich des Spitzen-Redispatches, würde dann entfallen.

Herausforderung 3: Unsicherheit über Wirkung der VNB-Komponente

Die BNetzA möchte im derzeit vorgeschlagenen Konzept die Signale aus dem Übertragungsnetz zudem mit Signalen aus den unterlagerten Verteilnetzen verbinden. Da ein großer Teil der Erzeuger im Verteilnetz angeschlossen ist, würde für die breite Masse der Erzeuger nicht das reine Signal aus dem Übertragungsnetz gelten. Stattdessen würde dieses Signal über das VNB-Signal verstärkt oder abgeschwächt. Auch diese Effekte müssten bei Veröffentlichung des ÜNB-Signals abgeschätzt werden, sofern eine Veröffentlichung der VNB-Komponente erst im Nachgang an die ÜNB-Komponente erfolgt. Durch eine deutlich aufwändigere Koordination zwischen ÜNB und VNB ließe sich dieser Aspekt jedoch grundsätzlich vermeiden.

Herausforderung 4: Ähnliche Grenzkosten bei gleicher Technologie

Ein dynamisches Netzentgelt sollte grundsätzlich alle Anlagen, die auf einen bestimmten Engpass gleich wirken, mit dem gleichen Entgelt belegen. Da das dynamische Entgelt eine Erlöswirkung hat, wäre jedes andere Vorgehen mit unterschiedlichen Entgelten diskriminierend und würde bestimmte Anlagen gegenüber anderen Anlagen benachteiligen. Sachgrundlos ohne eine unterschiedliche Engpasswirkung halten wir das für nicht gerechtfertigt.

Vor bzw. hinter einem Engpass soll jedoch in nahezu allen Szenarien nur ein Teil der Anlagen zu einer Verhaltensänderung adressiert werden. Deshalb muss betrachtet werden, wie stark sich die Grenzkosten verschiedener Anlagen voneinander unterscheiden.

Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Kosten für Anlagencluster ähnlichen Typs meist nahe zusammen liegen, ebenso wie die Erlösmöglichkeiten. Dies gilt insbesondere für den negativen Redispatch von Erneuerbaren Erzeugern (Wind, Solar). Demnach ergibt sich für viele Anlagen eine ähnliche oder sogar gleiche Höhe eines dynamischen Netzentgelts, bei der die betroffenen eine Verhaltensreaktion zeigen. Entsprechend sorgen bereits geringfügige Fehlprognosen der Erlöse dafür, dass wahlweise deutlich mehr oder deutlich weniger Anlagen als gewünscht, eine Verhaltensreaktion zeigen.

Reagieren zu viele Erzeuger vor dem Engpass auf ein entsprechendes Signal, so folgt daraus, dass hinter dem Engpass ebenfalls zu viele Erzeuger auf das Signal reagieren müssen, damit sich das Gleichgewicht wieder einstellt. Insbesondere hinter dem Engpass wäre in Betracht hoher Grenzkosten von Gaskraftwerken (in Relation zum Strompreis) teils mit hohen Auszahlungen durch die Netzbetreiber zu rechnen. Das dynamische Netzentgelt wäre damit in den volkswirtschaftlichen Gesamtkosten höher als der eigentlich zu internalisierende Redispatch.

Reagieren hingegen zu weniger Erzeuger auf das Signal, so ergibt sich keine Wirkung auf die zu adressierenden Engpässe. Zwar sinken die Kosten für die Aktivierung der Redispatchmaßnahmen, jedoch werden Systemführungsprozesse nicht entlastet.

Herausforderung 5: Ungesicherte Reaktion auf Preissignale

Selbst in Situationen, in denen die oben dargestellten Herausforderungen durch gute Prognosen erfolgreich bewältigt werden, muss sich die gewünschte Wirkung nicht zwingend in dieser Form einstellen. Im Zuge der Überschussthematik bei Photovoltaikanlagen wurde in den letzten Jahren deutlich, dass zahlreiche Anlagen auch bei Negativerlösen infolge von negativen Strompreisen keine Abschaltreaktion zeigen. Dies betrifft explizit auch Anlagen aus der Direktvermarktung

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

in Zeiten, in denen die Marktprämie aufgrund der negativen Preise ausgesetzt ist. Bei konventionellen Erzeugern hatte die BNetzA diese Effekte in der Vergangenheit im Rahmen ihrer Berichte zur Mindesterzeugung untersucht¹⁴.

Folge: Keine gesicherte Wirkung durch dynamisches Netzentgelt

In Folge der beschriebenen Effekte kann ein dynamisches Netzentgelt zwar eine positive Wirkung auf das Engpassmanagement haben, jedoch ergibt sich durch das Instrument keine gesicherte Wirkung. Zahlreiche Prognoseherausforderungen sorgen dafür, dass sich Systemführer bei den Netzbetreibern nicht darauf verlassen können, dass sich die gewünschte Wirkung tatsächlich einstellt. Entsprechend müssen Prozesse für all die Stunden, in denen sich der Effekt nicht ausreichend oder gar nicht einstellt, vorgehalten werden. Dies gilt insbesondere für die Zeiten, in denen ursprünglich kein Engpass vorhergesagt wurde, schlussendlich allerdings ein hohes Engpassgeschehen eintritt.

Wir stimmen der BNetzA dahingehend zu, dass die Beherrschung des Engpassmanagements zunehmend herausfordernd wird und weitere Instrumente benötigt werden, um die Systemstabilität auch zukünftig zu gewährleisten. Anders als die BNetzA erwarten sich die 4ÜNB von einem dynamischen Erzeugernetzentgelt jedoch keinen relevanten Beitrag zum sicheren Systembetrieb.

Verzerrungen im europäischen Strommarkt

Um eine Verzerrung im europäischen Strommarktes zu vermeiden, muss das Entgelt so bemessen sein, dass die gleiche Kraftwerksleistung vor dem Engpass aus dem Dispatch genommen wird, wie sie hinter dem Engpass neu hinzukommt. In der Praxis ist davon auszugehen, dass sich die Wirkung eines solchen Entgeltsystems nicht präzise genug vorhersagen lässt, als dass man solche Verzerrungen zu jedem Zeitpunkt weitestgehend verhindern kann.

Kann hinter einem Engpass durch das negative dynamische Netzentgelt nicht ausreichend Erzeugungsleistung aktiviert werden, so kommen stattdessen Kraftwerke aus dem europäischen Ausland zum Zuge. Durch ein dynamisches Netzentgelt kann dabei nicht gesteuert werden, ob ein Gaskraftwerk aus Österreich die zusätzlichen Mengen zur Heilung eines Nord-Süd-Engpasses liefert oder eine Windkraftanlage aus Dänemark. Während ersteres eine Wirkung auf den Engpass hat, würde der Engpass im zweiten Fall wohl nicht geheilt werden können.

Entsprechende Maßnahmen sorgen zudem für Verzerrungen in den Strommärkten der deutschen Nachbarstaaten. Wie stark und wie problematisch diese Effekte dort wären, müsste vor einer Einführung intensiv untersucht werden.

Da zu vielen Zeitpunkten die Potenziale insbesondere für den positiven Redispatch innerhalb Deutschlands nicht ausreichen, werden im Rahmen der heutigen Redispatch-Prozesse häufig auch Erzeuger im Ausland adressiert. Insbesondere das Potenzial, Erzeuger über ein negatives Netzentgelt zur Erhöhung der Erzeugungsleistung zu incentivieren ist somit teils nicht ausreichend gegeben. Um in diesen Fällen die problematische Wirkung auf den europäischen Strommarkt zu vermeiden, müsste das dynamische Netzentgelt auf beiden Seiten des Engpasses geringere Spreads aufweisen.

Auswirkungen auf Erlöse von Anlagenbetreibern

Auswirkungen hat ein dynamisches Entgelt auch auf die Erlöse von Anlagenbetreibern. Erzeuger vor systematischen Engpässen werden finanziell schlechter gestellt. Erzeuger hinter systematischen Engpässen hingegen erzielen Windfall-Profits. Zwar können Erzeuger einem hohen dynamischen Netzentgelt entgehen, wenn sie ihre Anlage abregeln, in

¹⁴ [BNetzA - Bericht über Mindesterzeugung \(2021\)](#)

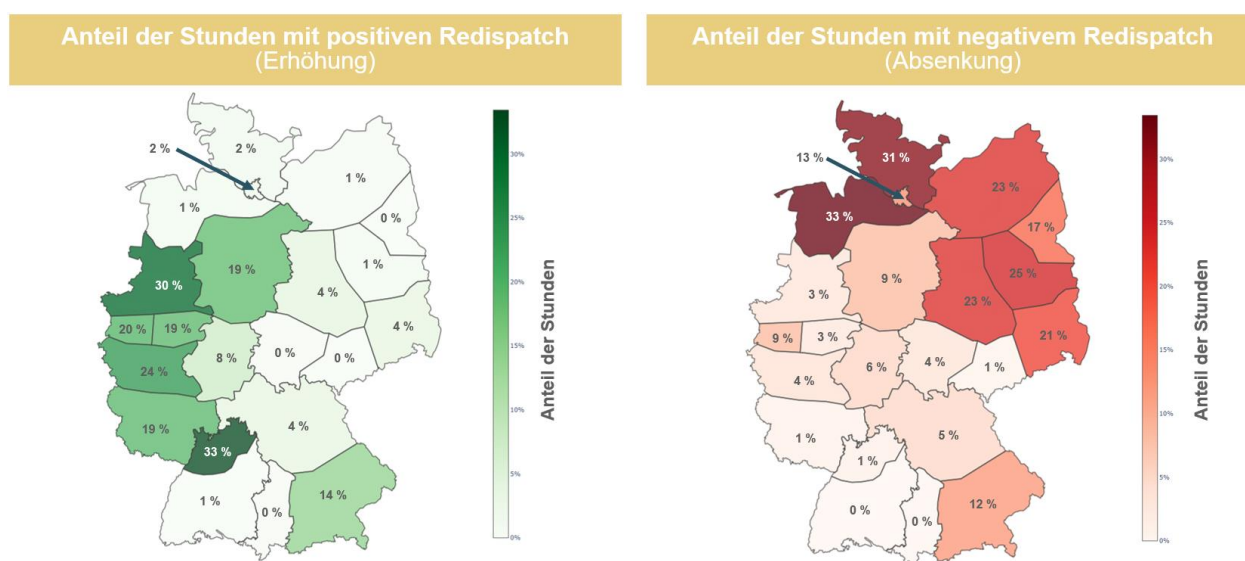
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

diesem Fall entfallen jedoch auch die Erlöse, mit denen der jeweilige Anlagenbetreiber zum Zeitpunkt seiner Investition gerechnet hat.

Häufigkeit von dynamischen Netzsignalen nach Region

Um diese Effekte in ihrer Größenordnung zu quantifizieren, muss zunächst betrachtet werden, wie hoch die Stundenzahl mit Redispatch in den verschiedenen Regionen Deutschlands ist (Ausland ausgenommen). Die nachfolgende Karte zeigt entsprechend den Anteil der Stunden mit Redispatch für alle 22 WAPP-Regionen in Deutschland:



* Darstellungen nach WAPP-Regionen für das Gesamtjahr 2025. Datenquelle: Redispatch-Abwicklungs-Server (RAS)
Im positiven Redispatch kann fremdbilanzierter Redispatch (börslich beschafft) geografisch nicht verortet werden.

Während im Rahmen der Redispatch-Prozesse insbesondere in Westdeutschland Erzeugungsleistung erhöht werden muss (positiver Redispatch), wird insbesondere in den an Nord- und Ostsee grenzenden Regionen Erzeugungsleistung eingesenkt (negativer Redispatch). Spitzenreiter beim positiven Redispatch war im Jahr 2025 die Region im nördlichen Baden-Württemberg, wo in 1/3 der Stunden zusätzliche Erzeugungsleistung hochgefahren wurde. Beim negativen Redispatch liegt hingegen das nördliche Niedersachsen vorne. Auch hier wird in knapp 1/3 der Stunden Erzeugungsleistung eingesenkt. Kaum betroffen ist hingegen die Region Bayrisch-Schwaben, in der in weniger als einem Prozent der Stunden positiver wie negativer Redispatch angefordert wurde.

Diese Werte zeigen jedoch nur an, in welcher Stundenzahl eine Region von einem dynamischen Netzentgelt mindestens betroffen ist. Denn auch, wenn in einer Region zu einem Zeitpunkt keine Redispatchmaßnahme stattgefunden hat und dennoch ein Engpass innerhalb Deutschlands bestand, so hat diese Region häufig eine Wirkung auf einen Engpass. Deutlich wird dies am Beispiel Baden-Württemberg. Dort wurde in der nördlichen Region in 33 % der Stunden Erzeugungsleistung eingesenkt, in der angrenzenden südlichen Region jedoch nur in 1 % der Stunden. Diese Region hätte in den meisten Stunden jedoch die gleiche Engpasswirkung gehabt, wie die darüberliegende nördliche Region, dort wurde allerdings kaum Redispatch gezogen. Bedingt ist dies insbesondere durch die Verteilung von großen, regelbaren Kraftwerken innerhalb von Baden-Württemberg.

Anhand der Karte wird zudem deutlich, dass Engpässe innerhalb Deutschlands systematisch zwischen dem Norden/Osten und dem Süden/ Westen verlaufen. Ausnahmen werden insbesondere in der süd-östlichen Region Bayerns deutlich – diese Region weist in 14 % der Stunden positiven Redispatch und in 12 % negativen Redispatch auf. Die negativen Redispatch-Maßnahmen im Süden Bayerns werden dabei im Wesentlichen durch lokale Erzeugungsüberschüsse von Solarstrom verursacht. Meist kann jedoch klar gesagt werden, dass eine Region entweder

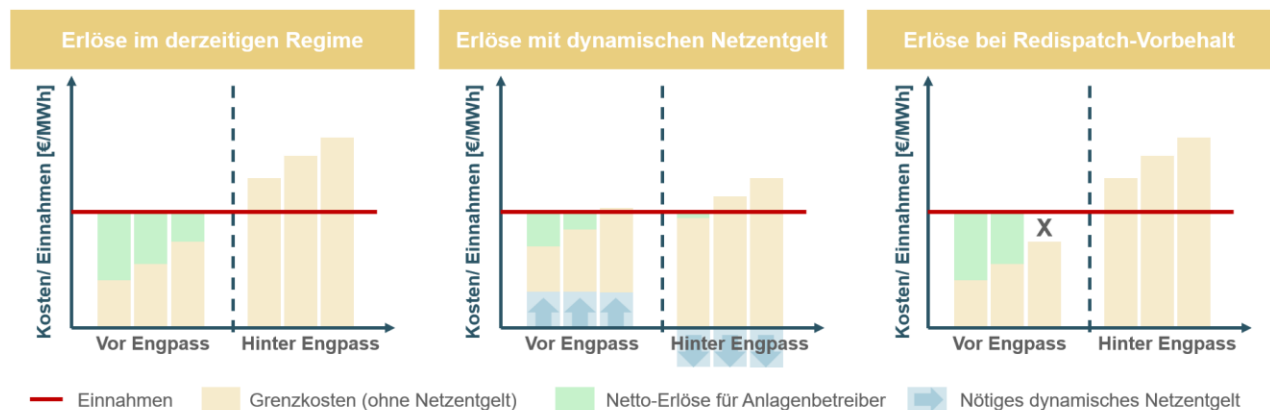
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

stärker von positiven oder stärker vom negativem Redispatch betroffen ist, sodass die Erzeuger in einer Region über das Jahr hinweg durch das dynamische Netzentgelt entweder stärker ent- oder stärker belastet werden¹⁵.

Niveau der Erlöseinschränkung

Nachdem die Häufigkeit der Erlöseinschränkungen nun dargestellt wurde, soll nun das Niveau der Erlöseinschränkungen näher untersucht werden. Die nachfolgende Grafik vergleicht deshalb die Erlössituation im Status quo mit den Erlösen bei Einführung eines dynamischen Netzentgelts bzw. den Erlösen bei Redispatch-Vorbehalt (wie im Rahmen des Netzpakets diskutiert):



In der Grafik werden vereinfacht drei Anlagen vor und drei Anlagen hinter dem Engpass mit unterschiedlichen Grenzkosten dargestellt. In allen drei Fällen wird davon ausgegangen, dass eine der drei Anlagen vor dem Engpass abgeregelt und eine der Anlagen hinter dem Engpass hochgefahren werden muss. Im derzeitigen Regime eines kostenbasierten Redispatch (linke Grafik) werden die Netto-Erlöse der Anlagenbetreiber in diesem Fall nicht signifikant eingeschränkt. Die Anlagenbetreiber erhalten eine Erstattung der entgangenen Erlöse (negativer Redispatch) bzw. der zusätzlichen Kosten (positiver Redispatch).

Ein dynamisches Netzentgelt (mittlere Grafik) wird hingegen so gewählt, dass die Erlöse aller Anlagenbetreiber vor einem Engpass gleichmäßig so abgesenkt werden, bis dadurch so viele Anlagen abregeln, wie als Redispatch-Bedarf prognostiziert wurde. Der ebenfalls diskutierte Redispatch-Vorbehalt (rechte Grafik) sieht hingegen vor, dass neue Anlagen in Engpassregionen, die für den Redispatch eingesenkt werden, nicht mehr entschädigt werden. In diesem Fall würde für die eingesenkte Anlage (X) der Erlös im entsprechenden Zeitraum voll entfallen, die übrigen Anlagen wären davon jedoch nicht betroffen.

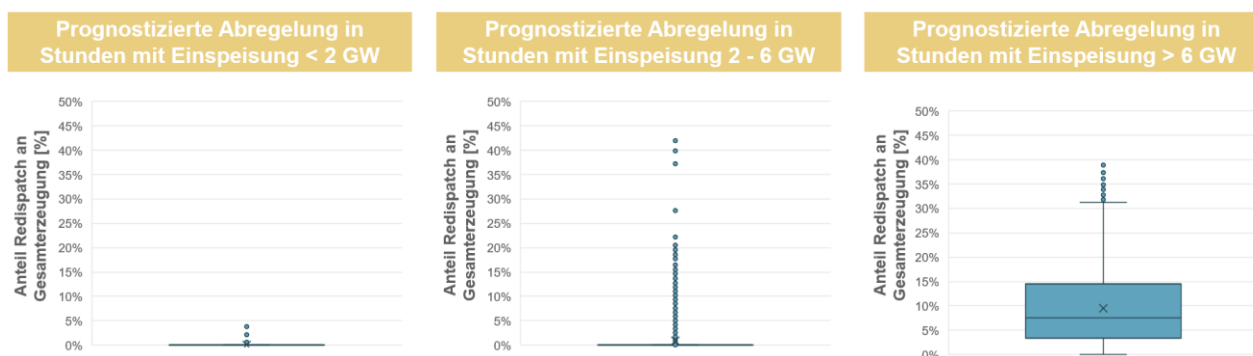
Anhand der drei Vergleiche in diesem Beispiel wird deutlich, dass die Erlöseinbußen im Modell des dynamischen Netzentgelts für Anlagenbetreiber die höchsten sind. In der grafischen Darstellung werden auch die Erlöse der ersten beiden, nicht zu einer Verhaltensänderung adressierten Anlagen, stark gemindert; es verbleiben jeweils weniger als 50 % der ursprünglichen Erlöse. Je enger die Grenzkosten der zu adressierenden Anlagen beieinander liegen, desto größer ist dieser Effekt in der Praxis.

¹⁵ Auch die Photovoltaikanlagen in Bayern hätten durch ein dynamisches Netzentgelt in Summe mit einer starken Belastung zu rechnen. In Zeiten von windinduzierten negativen dynamischen Netzentgelten in Bayern besteht meist eine schwache solare Einstrahlung, während in den PV-starken Sommermonaten aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Anlagen häufig ein positives dynamisches Netzentgelt bestünde.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Betrachtet werden muss zudem der Zusammenhang zwischen der prognostizierten Einspeisung in einer Region und der prognostizierten engpassbedingten Abregelung. Für die WAPP-Region Nord-Niedersachsen stellt die nachfolgende Grafik den Anteil der abzuregelnden Erzeugung in der Region in Abhängigkeit vom Niveau der zu erwartenden Einspeisung dar:



Darstellung jeweils ausschließlich für die WAPP-Region Nord-Niedersachsen; gezeigt wird zudem ausschließlich die redispatch-fähige Erzeugung
 Datenquelle: WAPP-Prognose d-1 morgens der 4ÜNB; Betrachtungszeitraum Januar – Dezember 2025

Wie auch intuitiv zu erwarten ist, steigt der Anteil der abzuregelnden Leistung mit einer höheren prognostizierten Einspeisung. Bei einer erwarteten Einspeisung unter 2 GW wurde im Jahr 2025 in der Region Nord-Niedersachsen zu keinem Zeitpunkt mehr als 5 % der eingespeisten Strommenge abgeregelt (linke Grafik). In 99,7 % dieser Stunden wurde keine Abregelung prognostiziert und entsprechend wäre kein dynamisches Netzentgelt aufgerufen worden¹⁶. In Stunden, in denen die prognostizierte Einspeisung jedoch bei mehr als 6 GW liegt (Maximalwert für Region bei ca. 10 GW), wird im Durchschnitt eine Abregelung von 10 % der Erzeugung prognostiziert (rechte Grafik). Nur in 13 % der Stunden wird bei einer Einspeiseprognose von mehr als 6 GW kein negativer Redispatch vorhergesagt.

Ein dynamisches Netzentgelt würde damit vordergründig in den Stunden mit hoher Erzeugung wirken. Auf die 29 % der Stunden, in denen für die Region Nord-Niedersachsen Redispatch prognostiziert wurde¹⁷, entfallen damit knapp 48 % der prognostizierten Jahresezeugung. Ein dynamisches Netzentgelt hätte für die Anlagenbetreiber in der entsprechenden Region also zur Folge, dass die Erlöse für knapp der Hälfte ihrer Jahresezeugung deutlich gemindert würden.

Die Wirkung auf die Erlösstruktur ergibt sich schlussendlich durch einen Blick auf die zu erwartenden Erlöse in Zeiten mit Redispatch. Dafür muss die Verbindung zwischen hohem Redispatch-Bedarf und den Day-Ahead-Strompreisen dargestellt werden:

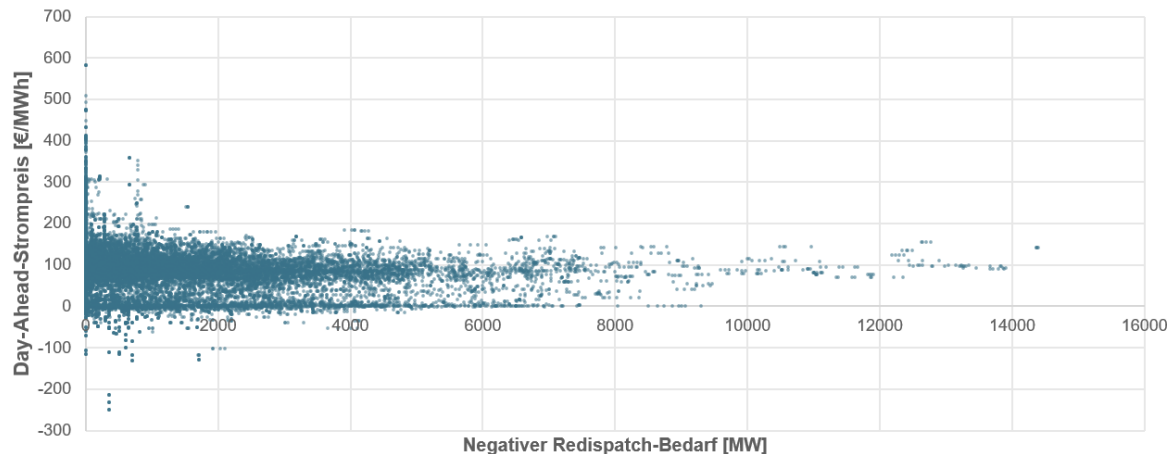
¹⁶ Außen vor gelassen wird dabei, dass für die Region dennoch teils ein dynamisches Netzentgelt gelten könnte aufgrund von Engpässen aus benachbarten Regionen, auf die eine Reaktion in Nord-Niedersachsen ebenfalls Einfluss hätte.

¹⁷ Wert weicht vom Anteil der Stunden, in dem Redispatch aktiviert wurde, ab. Tatsächlich wurde auf Jahressicht seltener Redispatch prognostiziert, als er tatsächlich eingetreten ist.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Zusammenhang zwischen Börsenstrompreis und Redispatch-Bedarf



Negativer Redispatch bezogen auf alle Aktivierungen innerhalb Deutschlands im Zeitraum von Januar – Dezember 2025

Datenquelle: RAS (Tatsächlich abgerufene Mengen an negativem Redispatch)

Anhand dieser Grafik wird deutlich, dass extrem hohe bzw. niedrige Preise derzeit insbesondere bei einem geringen Redispatch-Bedarf auftreten. Je höher der Bedarf an negativem Redispatch wird, desto stärker pendelt sich das Niveau der Strompreise auf einen Wert um ca. 100 €/MWh ein. Die Stunden, in denen folglich durch ein dynamisches Netzentgelt Erlöse abgeschöpft werden sollen, sind damit häufig Stunden, bei denen Anlagenbetreiber mittlere Einnahmen generieren.

Folgen für Zubau an Erneuerbaren Energien

Eine Bewertung dieser Erlösauswirkungen obliegt der BNetzA wie den betroffenen Branchen. Die 4ÜNB gehen jedoch davon aus, dass die oben dargestellten Erlöseinbußen mit signifikanten Auswirkungen sowohl für Investitionen in Neuanlagen als auch für Bestandsanlagen hat.

Bestandsanlagen haben ihre Kalkulation unter der Annahme von einer hohen Erlössicherheit getätigt und würden teils (je nach Standort) durch das dynamische Netzentgelt stark eingeschränkt. Vertrauensschutz würde hingegen dazu führen, dass ein Großteil der Erzeuger vom dynamischen Netzentgelt nicht betroffen wäre.

Die BNetzA schlägt für den Fall, dass das dynamische Netzentgelt bei Anlagen zu einer erheblichen Einschränkung führt, zudem vor, nachzuskalieren. Prinzipiell ist dann zwar eine Absenkung der Spreads möglich, damit würde jedoch die eigentlich intendierte Verhaltensanpassung entfallen und ausschließlich eine Kostenbeteiligung erfolgen.

Kostenbeteiligung durch geringeres dynamisches Netzentgelt

Werden die Spreads des dynamischen Netzentgelts geringer gewählt, so reduzieren sich finanziellen Auswirkungen auf die betroffenen Erzeuger. Gleichzeitig sinken jedoch die Stunden, in denen das dynamische Netzentgelt eine Verhaltensveränderung adressiert. In Stunden, in denen Erzeuger aufgrund eines niedrigen Preisniveaus an den Börsen nur knapp im Geld sind, kann ein solches dynamisches Entgelt zwar noch eine Wirkung erzielen. In den übrigen Stunden entfällt jedoch die Wirkung auf die Engpassmanagementmaßnahmen. Die entsprechenden Engpässe müssen dann weiterhin über die Redispatch-Prozesse adressiert werden. Da das dynamische Netzentgelt jedoch die Erlöse der Anlagenbetreiber senkt, fällt die Kostenerstattung im Rahmen des Redispatches geringer aus, was zu einer Senkung der Redispatch-Kosten der ÜNB führen würde.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

In ihren Orientierungspunkten äußert die BNetzA ihre Sympathie dafür, entsprechend zu Beginn mit einem vorsichtigen dynamischen Netzentgelt zu starten und in dieser Phase insbesondere die Preissensitivität zu kalibrieren. Sollte die BNetzA dynamische Erzeugerentgelte schlussendlich tatsächlich einführen wollen, erscheint ein solcher Ansatz sinnvoll. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Preissensitivität nur dann angemessen kalibrieren lässt, wenn auch das finale Preisniveau gewählt wird.

Sofern auch längerfristig vor allem die Kostenbeteiligung im Fokus steht, so sollte bedacht werden, dass dies in erster Linie zu einer Umverteilung der Engpassmanagementkosten weg von den ÜNB hin zu den Erzeugern führt. Bei Neuinvestitionen werden Erzeuger dies in ihre Kalkulation einpreisen. Herausfordernd ist dabei, dass das Niveau der Zahlungen bzw. Erlöse einer Anlage durch ein dynamisches Netzentgelt von zahlreichen, nicht zuverlässig abschätzbaren Parametern abhängt. Entsprechend lässt sich das dynamische Netzentgelt nicht zuverlässig prognostizieren und entsprechend kaum in eine Preiskalkulation einbeziehen. Risikoaufschläge für Investitionen in Erzeuger in Deutschland wären die Folge, welche anschließend durch höhere Stromkosten wieder von der Allgemeinheit getragen werden müssten. Je größer die Spreads eines dynamischen Netzentgelts wären, desto größer wäre dieses Risiko.

Dynamisches Netzentgelt zur Steuerung der Abschaltreihenfolge

Neben einem Netzentgelt zur Kostenbeteiligung ist aus Sicht der 4ÜNB ein weiteres Ziel denkbar: Ein geringes dynamisches Netzentgelt zur Steuerung der Abschaltreihenfolge bei Strompreisen um 0 €/MWh.

Infolge des weiteren Zubaus an fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden sich in Stunden, in denen ein Überangebot an erneuerbarer Erzeugung besteht, zukünftig vermehrt Strompreise um 0 €/MWh einstellen. EE-Anlagen weisen meist Grenzkosten um 0 €/MWh auf und müssen deshalb infolge des Marktpreises und der Negativerlöse bei Strompreisen um 0 €/MWh abschalten, wenn sie Verluste vermeiden wollen. Innerhalb der einheitlichen deutschen Gebotszone sind derzeit noch keine Anreize für eine regionale Steuerung der Abschaltreihenfolge vorgesehen, sodass betroffene Anlagen insbesondere abhängig von der Höhe ihrer Förderungen über Deutschland gestreut aus dem Markt gehen würden.

Dieser Effekt könnte bereits durch ein geringes dynamisches Netzentgelt vermieden werden. Ein solches dynamisches Netzentgelt für Einspeiser sollte vorzeichengerecht ausgestaltet sein und ausschließlich geringe Spreads im einstelligen €/MWh-Bereich aufweisen. Anwendung finden sollte dieses Netzentgelt nur in Zeiten, in denen sowohl Netzengpässe vorhergesagt, als auch Day-Ahead-Strompreise um 0 €/MWh prognostiziert werden. Eine ÜNB-Komponente ist dabei ausreichend. Eine VNB-Komponente ist weder erforderlich noch zweckdienlich, jedoch müsste auch dieses Netzentgelt durch die VNB an ihre angeschlossenen Erzeuger weitergegeben werden.

In diesem speziellen Fall erscheinen den 4ÜNB die allgemein gültigen Herausforderungen eines dynamischen Erzeugernetzentgelts für bewältigbar. Kommt es bei einem solchen Ansatz bspw. zu Prognosefehlern, so sind diese aufgrund der geringen Spreads von geringerer Relevanz. Die Auswirkungen auf die Erlöse von Erzeugern und auf den EU-Stromhandel halten sich ebenfalls in Grenzen.

Ein solches dynamisches Netzentgelt kann in dem speziellen Fall von Strompreisen um 0 €/MWh damit dazu beitragen, steigende Spitzen-Redispatch-Bedarfe zu reduzieren. Sofern die BNetzA dynamische Erzeugernetzentgelte einführen will, sprechen sich die 4ÜNB dafür aus, einen solchen Ansatz zu prüfen.

Weitere Hinweise

- Auswirkungen auf die Erbringung von Systemdienstleistungen: Bei Einführung eines dynamischen Netzentgelts müssen die Auswirkungen auf die Erbringung von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelenergie) angemessen berücksichtigt werden. Bisher wurde insbesondere über eine Veröffentlichung von Signalen erst nach Auktionsschluss an den Regelleistungsmärkten diskutiert. Sofern Akteure in der Regelenergie die Signale in ihr Gebotsverhalten einbeziehen wollen, müsste eine frühere Veröffentlichung erfolgen. Dies würde bedeuten, dass die Netzbetreiberkaskade mit den VNB bereits am frühen Morgen erfolgreich abgewickelt werden müsste. Zudem steigt

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

der Prognosevorlauf, was die Prognosequalität weiter verschlechtert. Die 4ÜNB weisen darauf hin, dass vor Einführung eines dynamischen Netzentgelts diese Auswirkungen und insbesondere Auswirkungen, die Gebote an den Märkten für Systemdienstleistungen verhindern, intensiv beleuchtet werden müssen.

- Umsetzungsaufwand: In Anbetracht der geschilderten Herausforderungen gehen die 4ÜNB mit einem hohen Umsetzungsaufwand für ein dynamisches Netzentgelt für Erzeuger aus. Auswirkungen müssen bereits vor der Einführung intensiv untersucht werden. Im Betrieb müssen über viele Jahre hinweg Erfahrungen mit der Wirkung gesammelt werden und die oben beschriebenen Herausforderungen auf ein Minimum reduziert und mittels Risikoanalysen im Vorfeld korrekt hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Systemführungsprozesse abgeschätzt werden. Zudem werden auch die Abrechnungsprozesse deutlich erschwert. Das dynamische Netzentgelt muss zwischen den ÜNB und den VNB gewälzt werden, zudem müssen die Anschlussnetzbetreiber dies mit ihren jeweiligen Kunden abrechnen. Es wäre deshalb mit hohen Umsetzungsaufwänden und -zeiten mit einem entsprechenden Bedarf an zusätzlichen Personalressourcen bei allen betroffenen Stakeholdern zu rechnen.
- Ungleiche Kostenwirkung von Engpässen: Engpassmengen und Engpassmanagementkosten verhalten sich nicht direkt proportional zueinander. Engpassmanagementkosten sind abhängig von den spezifischen Kosten der zur Behebung des jeweiligen Netzengpasses in der spezifischen Situation zur Verfügung stehenden Maßnahmen. Auch wenn durch dynamische Netzentgelte die Engpassmengen gedämpft werden können, lässt sich dadurch nicht ableiten, dass dies die Engpassmanagementkosten in gleichem Maße gedämpft werden.
- Auswirkungen auf Liquidität: Wie oben dargestellt wird ein dynamisches Netzentgelt in einzelnen Zeiträumen nicht erlösneutral sein. Je nach Marktpreisniveau können sich Einnahmenüberschüsse oder -defizite ergeben, woraus Herausforderungen bei der Liquidität der betroffenen Netzbetreiber resultieren. Zudem müssen hohe Geldbeträge zwischen den Netzbetreibern gewälzt werden. Verzögerungen können hier zu finanziellen Herausforderungen bei betroffenen Netzbetreibern führen.

5. Beantwortung der Fragen aus den Orientierungspunkten

Frage 1: Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?

Sofern eine Beteiligung von Einspeisern an diesen Kosten gewünscht ist, erscheint die Zuordnung zur Finanzierungsfunktion grundsätzlich sachgerecht.

Frage 2: Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoff-basierter Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

Auswirkungen bestehen unabhängig von den Grenzkosten. Die zentrale Frage ist, in welcher Höhe sich die Grenzkosten der jeweiligen Einspeiser erhöhen. Während Kapazitätsentgelte eher geringe Auswirkungen auf die Grenzkosten haben und damit vor Erlöse von Einspeisern abschöpfen, was entweder in höheren Fördersätzen oder in weniger Zubau resultiert, haben Arbeitspreise Auswirkungen auf die Grenzkosten. Hier wird es zwangsläufig zu Wirkungen auf die Import- und Exportmengen kommen. Es ist deshalb sinnvoll, auf Arbeitspreise mit Finanzierungswirkung zu verzichten.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Frage 3: Sind alle volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung zu betrachten? Oder sollten in die Überlegungen auch Prosumer miteinbezogen werden? Oder genügen die bisher diskutierten Optionen der BNetzA für Prosumer eine angemessene Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten (vgl. Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten)?

Weite Teile der Photovoltaikleistung sind in der Niederspannung angeschlossen. Mit Blick auf Diskriminierungsfreiheit scheint es sachgemäß, alle Anlagen gleichermaßen mit Einspeiseentgelten zu belasten. Es ist jedoch fraglich, ob eine Umsetzung bei Prosumern prozessual sinnvoll ist. Zum einen sollten Bruchstellen vermieden werden, bei denen Kunden zusätzlich belastet werden, sobald ein intelligentes Messsystem verbaut wurde und sie davor freigestellt gewesen wären. Zum anderen ist der Aufwand für die Umsetzung relativ hoch und steht wohl nicht in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen. Aus Sicht der 4ÜNB könnte es deshalb ausreichen, Ausnahmen für Prosumer zu setzen und hier ausschließlich die pauschale Finanzierungsbeteiligung anzustreben.

Frage 4: Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Hinsichtlich eines Kapazitätspreises halten es die 4ÜNB mit Blick auf den Stromgroßhandelsmarkt durchaus für vorstellbar, zwischen Neuanlagen und Bestandsanlagen zu unterscheiden.

Frage 5: Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Dies hängt davon ab, ob die Kosten weitergegeben werden können oder nicht. Arbeitspreise haben eher geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit; werden tendenziell weitergegeben, sorgen jedoch für eine geringfügige Reduktion der Volllaststundenzahl aufgrund der höheren Importe.

Kapazitätspreise haben das Potenzial, die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen ohne Vertrauensschutz deutlich stärker zu reduzieren. Bei geförderten Neuanlagen werden die Kosten eingepreist und führen zu steigenden Geboten. Potenzielle Investitionen ohne Förderung werden durch einen Kapazitätspreis unattraktiver.

Frage 6: Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?

Bei der vollumfänglichen Anwendung der dynamischen Netzentgelte auf alle Situationen mit prognostizierten Engpässen sehen die ÜNB aufgrund der oben beschriebenen Prognoseproblematik im Übertragungsnetz das Problem, dass ein effektives und effizientes Signal für netzdienliches Verhalten nur schwer gegeben werden kann. Ein geringes dynamisches Netzentgelt, das nur in Zeiten von Strompreisen um 0 €/MWh gilt und die Abschaltreihenfolge steuern kann, ist aufgrund seiner Präzisierung auf diese Zeiten und aufgrund der geringen Höhe hingegen deutlich effektiver und effizienter. Zudem könnte es in diesen Zeiten ohne massive Erlöseinschränkungen für die betroffenen Erzeuger einen sinnvollen Beitrag zur Reduktion der Engpassmanagementvolumina leisten.

Frage 7: Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?

Aufgrund der oben dargestellten Herausforderungen ist dieser Hebel ökonomisch schwierig und in vielen Situationen nicht effektiv.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Frage 8: Wie muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, ohne (in einer Lernphase) Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden?

Ohne Einfluss auf die Vermarktung kann sich das Ziel einer Engpassvermeidung nicht ergeben.

Frage 9: Wie schnell kann bei Einspeisern mit einem dynamischen Arbeitspreis gestartet werden? Wie bei Speichern auch 2029, weil bei dieser Netznutzergruppe ebenfalls die Voraussetzung der 1/4-h-genauen Messung bereits gegeben ist?

Prinzipiell gibt es aus ÜNB-Sicht keine größeren technischen Hemmnisse, ein solches Konzept auch zeitnah auf Einspeiser (im Übertragungsnetz) zu erweitern. Zu berücksichtigen wäre jedoch die Anzahl der zu adressierenden Einspeiser, die absehbar deutlich über der Anzahl an zu adressierenden Speicher liegt.

Frage 10: Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

Redispatch-Prozesse sind unabhängig von der Einführung eines dynamischen Netzentgelts auch zukünftig zwingend notwendig. Beispielsweise stellt sich ein Teil der Engpässe im Übertragungsnetz erst kurz vor Stromlieferzeitpunkt ein und ist im Vorfeld schwer prognostizierbar. Einem solchen Engpass kann nicht gesichert über ein dynamisches Netzentgelt begegnet werden. Sofern ein Engpass bei der Berechnung eines dynamischen Entgelts nicht vorhergesehen bzw. die Marktakteure nicht wie erwartet auf den Anreiz reagieren, müsste mit den Redispatch-Prozessen trotzdem in den Anlagen-Dispatch eingegriffen werden. Einen widerspruchsfreien Anreiz kann es somit nicht geben.

Frage 11: Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?

Für das Übertragungsnetz ist bei einer Einführung eine Vielzahl an Regionen sinnvoll. Es ist denkbar, sich an den 22 Regionen des WAPP zu orientieren. Alternativ können auch neue Zuschnitte erfolgen, welche sich stärker an den netztechnischen Gegebenheiten orientieren.

Herausfordernd ist die Umsetzung im Verteilnetz. Beispielsweise ist der Einfluss der Einspeisung eines Erzeugers im Verteilnetz auf die Lastflusssituation im Übertragungsnetz abhängig davon, ob das Verteilnetz eindeutig und dauerhaft einem einzelnen Netzknotenpunkt im Übertragungsnetz zugeordnet ist.

Frage 12: Insbesondere in unteren Spannungsebenen kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden Engpässe als eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbar anzusehen sind. Damit stellt sich die Frage, ob die Einführung eines komplexen Systems von dynamischen Einspeiseentgelten zur Adressierung von Engpässen auch auf diesen Spannungsebenen sinnvoll ist?

--- keine ÜNB-Antwort mangels Betroffenheit ---

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.03.2026

Anlage

Frage 13: Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

Sofern ein dynamischer Arbeitspreis ausgestaltet werden soll, ist zu einer vorzeichengerechten Ausgestaltung geraten. Anderenfalls würde Erzeugung ausschließlich verteuert und die Auswirkungen in den entsprechenden Stunden auf die europäischen Strommärkte wären entsprechend groß. Zudem wäre aus Sicht der 4ÜNB dann die EU-Cap nicht mehr eingehalten.

Auch mit dieser vorzeichengerechten Ausgestaltung bestünden diese Probleme jedoch weiterhin, dann aber in abgeschwächter Form.

Frage 14: Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig:

o Option 1: Fokus auf Anreizfunktion zur bewussten Verhaltensänderung durch wirkmächtige dynamische Netzentgelte auch auf die Gefahr von Überreaktionen hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Senkung der dynamischen Netzentgelte?

o Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs- und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständige Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?

Aufgrund der im Konsultationsbeitrag dargestellten Herausforderungen sehen die 4ÜNB beide von der BNetzA vorgeschlagenen Optionen grundsätzlich weitestgehend kritisch. Sofern die BNetzA ein dynamisches Erzeugernetzentgelt umsetzen möchte, empfehlen die 4ÜNB, über ein geringes Entgelt zur Steuerung der Abschaltreihenfolge nachzudenken. Auch hier besteht zwar ein hoher Umsetzungsaufwand, die 4ÜNB gehen jedoch aktuell davon aus, dass hierdurch im Sinne einer Kosten-Nutzen Abwägung ein geeigneter Beitrag zur Begegnung der Herausforderung steigender Spitzen-Redispatch-Bedarfe in EE-Überschusssituationen geleistet werden kann.