

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

INDUSTRIENETZENTGELTE

KONSULTATIONSBEITRAG DER 4ÜNB ZU ORIENTIERUNGSPUNKTEN
DER BNETZA AUS APRIL 2026

STAND: JUNI 2026

GLIEDERUNG

STELLUNGNAHME

ANLAGE ZUR STELLUNGNAHME

1. BISHERIGE ENTWICKLUNGEN
2. WIRKUNG DER ALLGEMEINEN NETZENTGELTSYSTEMATIK AUF DIE INDUSTRIE
3. SONDERNETZENTGELT FÜR DIE INDUSTRIE
4. BEANTWORTUNG DER FRAGEN AUS DEN ORIENTIERUNGSPUNKTEN

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Stellungnahme

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) möchte im Rahmen des AgNes-Prozesses ein neues Sondernetzentgelt für die energieintensive Industrie einführen. Das bisher geltende Bandlastprivileg, wie auch die atypische Netznutzung sollen hingegen nicht mehr weitergeführt werden. Als Gegenleistung für die Gewährung eines individuellen Netzentgelts sollen die teilnehmenden Unternehmen flexibel auf Signale reagieren und damit letztlich Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen. Seit Frühjahr 2026 wird die Flexibilitätserbringung mit einigen Unternehmen im Rahmen von Pilotprojekten getestet.

Im April 2026 hatte die BNetzA ihre Orientierungspunkte für das Industrienetzentgelt veröffentlicht¹. Folgendermaßen möchten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (4ÜNB) dazu Stellung nehmen:

- **Flexibilitätshemmnisse entfallen:** Durch die geplante Reform der Industrienetzentgelte fallen mit dem Leistungspreis und dem Bandlastprivileg die beiden großen Hemmnisse für die Flexibilisierung der Stromnachfrage im industriellen Bereich weg. Bereits durch die Umstellung auf den Kapazitätspreis werden Unternehmen zukünftig in der Lage sein, wirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenziale zu heben. Bei den Nutzern des zukünftigen Sondernetzentgelts wird dieser Effekt nochmal verstärkt.
- **Entgeltniveau unklar:** Ob das allgemeine Entgeltniveau für Industriekunden auf der Hoch- und Mittelspannung zukünftig niedriger liegen wird als heute, hängt insbesondere von der konkreten Ausgestaltung der Entgeltkomponenten ab. Die 4ÜNB gehen davon aus, dass je nach Ausgestaltung von Kapazitätspreis, Arbeitspreis 1 und Arbeitspreis 2 Kunden mit höheren Volllaststunden stärker belastet werden könnten als heute. Einer potenziell entgeltmindernden Wirkung der Kostenwälzung in bestimmten Regionen und Netzebenen stünde dann eine entgelterhöhende Wirkung durch die Entgeltkomponenten entgegen. Dies sollte in die Überlegungen für die zukünftige prozentuale Rabatthöhe des Sondernetzentgelts einfließen.
- **Dynamisches Netzentgelt für Industrie:** Die Anwendung eines dynamischen Netzentgelts (Arbeitspreis 3) auf industrielle Verbraucher erscheint den 4ÜNB derzeit nicht sinnvoll. Kunden mit verhältnismäßig starren Produktionsprozessen werden nur im geringen Maße auf die entsprechenden Signale reagieren können, sodass sich die gewünschte Anreizfunktion kaum einstellt. Je nach historischer Standortwahl kommt es jedoch durch das dynamische Netzentgelt zu deutlichen Mehr- oder Minderbelastungen von Unternehmen.
- **Sondernetzentgelt mit Fokus auf Extremsituationen:** Mit Blick auf das zukünftige Sondernetzentgelt sollte der Fokus auf die drei Extremsituationen "kritische Netzengpässe", "drohende Systemunterdeckung" und "drohende Systemüberdeckung" gelegt werden. Die von der BNetzA vorgeschlagene Zusammenführung der bisherigen drei Modellvarianten in einem gemeinsamen Modell ist deshalb sehr positiv zu beurteilen.
- **Stundenzahlen für Flexibilitätserbringung:** Die Stundenzahl, in der die Industrie zur Gewährung des Sondernetzentgelts zukünftig auf Flexibilitätssignale reagieren soll, sollte möglichst zielgerichtet angesetzt werden. Mit jeder weiteren zu prognostizierenden Stunde steigt die Gefahr, ineffiziente Signale zu senden. Entsprechende Signale greifen stark in das Marktgeschehen ein und sind insbesondere mit Blick auf die Herausforderungen bei der Vorhersage von Extremereignissen mit einer hohen Prognoseunsicherheit versehen. Die 4ÜNB plädieren deshalb dafür, die Stundenzahl nicht über das Niveau von 200 Stunden zu erhöhen.
- **ÜNB als alleiniger Signalgeber:** Die 4ÜNB schlagen vor, als alleiniger Signalgeber aufzutreten und die Netzsignale (welche ausschließlich die Engpässe im Übertragungsnetz reflektieren können) wie auch die Signale für eine drohende Unter- oder Überdeckung des Systems zu liefern. Auf Marktpreissignale als Vehikel zur Identifikation von

¹ [BNetzA - Orientierungspunkte - Industrienetzentgelte \(April 2026\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Unter- und Überdeckungssituationen sollte mit Blick auf die drohende Komplexität verzichtet werden. Flächendeckend eigene Signale der Verteilnetzbetreiber (VNB) gingen mit einem hohen individuellen Aufwand bei einer großen Anzahl an betroffenen Netzbetreibern einher. Optional könnten VNB ein Vetorecht erhalten oder die Signalgebung (in begründeten Fällen) vollständig übernehmen. Eine Koordination von VNB- und ÜNB-Signalen erscheint mit Blick auf eine Aufwand-Nutzen-Abschätzung als nicht angemessen.

- **Variationen der Signale:** Unternehmen haben abhängig von ihren individuellen Prozessen unterschiedliche Möglichkeiten zur Erbringung von Flexibilität. Die 4ÜNB können den Ansatz der BNetzA zur Einführung zahlreicher Wahlmöglichkeiten deshalb nachvollziehen. Eine Variation der Reaktionsrichtung erscheint den 4ÜNB sinnvoll, bei weiteren Variationen muss zwischen Aufwand und Nutzen für das Gesamtsystem abgewogen werden. Für das Pooling von Netzanschlüssen sollten sinnvolle Lösungen diskutiert werden. Eine assetscharfe Erbringung wird mit Blick auf den damit einhergehenden Aufwand jedoch abgelehnt.
- **Lieferung von KWEP-Daten:** Durch die Ablösung des Bandlastprivilegs wird der Stromverbrauch von industriellen Lasten für die 4ÜNB deutlich weniger planbar. Deshalb schlagen die 4ÜNB vor, dass die teilnehmenden Unternehmen als weitere Gegenleistung für die Gewährung des Sondernetzentgelts Fahrplandaten mit Prognosen zu ihrem Netzbezug an den Anschlussnetzbetreiber und den regelzonenverantwortlichen ÜNB übermitteln. Die Lieferung belastbarer Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP-Daten) ist im Rahmen der Engpassmanagementprozesse der Netzbetreiber bei Erzeugern bereits etabliert und soll nun auch in einem stärkeren Maße bei zunehmend flexibler werdenden Lasten Anwendung finden.
- **Aufwand zur Umsetzung:** Im Vergleich zu den bisherigen Sondernetzentgelten gehen die Überlegungen zur Neugestaltung mit einem deutlich höheren Umsetzungs- und Abrechnungsaufwand für alle Stakeholder einher. Bei der Gewährung von zusätzlichen (Signal-)Optionen sollte deshalb immer darauf geachtet werden, dass der Aufwand zur Umsetzung in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen für das Energiesystem steht. Unklar bleiben in den Orientierungspunkten noch zahlreiche Diskussionspunkte zur Abrechnung des zukünftigen Sondernetzentgelts.
- **REMIT Relevanz:** Die 4ÜNB gehen davon aus, dass entsprechende Veröffentlichungen potenziell als Insiderinformationen im Sinne von Art. 2(1) REMIT einzustufen sein könnten. Die notwendigen Rahmenbedingungen sowie Veröffentlichungspflichten nach Art. 4(1) REMIT sollten daher BNetzA-seitig geschaffen und klar definiert werden.

Die 4ÜNB halten das von der BNetzA vorgeschlagene, kombinierte Modell für eine gute Diskussionsgrundlage für den weiteren Prozess. Wir begrüßen es, dass zahlreiche Anregungen der 4ÜNB Einzug in die derzeitigen Überlegungen der BNetzA gefunden haben und nun auch pilotiert werden. Insbesondere die Methodiken zur Referenzwertbestimmung und der Erfüllungskriterien sollten auf Basis von fundierten Datenanalysen und im Stakeholderdialog gemeinsam festgelegt werden. Die 4ÜNB sind bereit, sich in den nächsten Monaten mit weiteren Vorschlägen einzubringen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Anlage zur Stellungnahme

1. Bisherige Entwicklungen

Die Bundesnetzagentur hat im Sommer 2024 ein Verfahren zur Neuregelung der Industrienetzentgelte eingeleitet. Ziel ist es, insbesondere die heutige Bandlastregelung abzuschaffen und durch einen neuen Mechanismus zu ersetzen, der die Gewährung des individuellen Netzentgelts an die tägliche Erbringung von Flexibilität zu knüpfen. Das dafür nötige Flexibilitätssignal sollte Marktpreise reflektieren².

Die 4ÜNB haben die BNetzA im Frühjahr 2025 auf die Herausforderungen eines solchen Mechanismus hingewiesen: Flexibilitätssignale mit einer größeren Vorlaufzeit (Vortag oder früher) werden in Anbetracht von zunehmenden Intraday-Handelsaktivitäten und eines zunehmenden absoluten Prognosefehlers immer unzuverlässiger. Eine tägliche Flexibilitätserbringung schränkt die Industrie unnötig stark ein. Gleichzeitig gibt es keinen täglichen Flexibilitätsbedarf, der mit wertvoller Industrieflexibilität gedeckt werden muss. Entsprechend haben die 4ÜNB vorgeschlagen, sich bei dem zukünftigen Mechanismus auf Signale in wenigen kritischen Stunden zu fokussieren, in denen ein großer Redispatch-Bedarf im Übertragungsnetz besteht. In allen übrigen Stunden kann, soll und wird die Industrie das betriebswirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenzial frei einsetzen und vermarkten.

Im Herbst 2025 wurde die Reform der Industrienetzentgelte in den im Sommer 2025 gestarteten AgNes-Prozess zur Schaffung einer neuen, allgemeinen Netzentgeltsystematik integriert. In einem neuen Diskussionspapier wurde der Debattenrahmen für Industrienetzentgelte geöffnet und insgesamt drei Modelle zur Konsultation gestellt: Modell A fordert eine tägliche Reaktion auf ein Marktsignal (analog zu dem im Vorjahr vorgestellten Ansatz), während Modell B eine netzdienliche Reaktion (basierend auf einem lokalen Signal des Anschluss-Netzbetreibers) verlangt. Modell C hingegen setzt einen konkreten Steuerungszugriff für Netzbetreiber in Extremsituationen als Gegenleistung für den Rabatt an³.

Das Modell C griff damit grundsätzlich Überlegungen der 4ÜNB auf, erschien in der vorgeschlagenen Form aufgrund des Steuerzugriffs jedoch weder den 4ÜNB noch den meisten Industrievertretern als praktikabel. Die 4ÜNB haben deshalb Modell C entsprechend weiterentwickelt und vorgeschlagen, dieses nicht nur auf kritische Netzengpässe, sondern auch auf Überschuss- und Unterdeckungssituationen auszuweiten und für einen Zeitrahmen von 100 Stunden pro Jahr Signale an die Industrie zu senden, die in erster Linie sicherstellen, dass die teilnehmenden Unternehmen keine Reaktion in die falsche Richtung zeigen⁴.

Die BNetzA sieht eine konkrete Reaktion in der Strombezugszeitreihe für die zukünftige Rabattgewährung als essenziell an. Daraufhin hatten die 4ÜNB ihren bisherigen Vorschlag weiter nachgeschärft.

Wir begrüßen es, dass die BNetzA diesen Vorschlag nun in angepasster Form auch im Rahmen von Pilotprojekten erproben möchte und viele Anregungen der 4ÜNB Eingang in die nun veröffentlichten Orientierungspunkte der BNetzA gefunden haben.

Vorangestellt an diesen Konsultationsbeitrag sollen die überordneten Ziele, die der zukünftige Mechanismus aus Sicht der 4ÜNB erfüllen sollte, kurz dargestellt werden:

² [BNetzA - Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte \(Juli 2024\)](#)

³ [BNetzA - Diskussionspapier Entgelte für Industrie und Gewerbe \(September 2025\)](#)

⁴ [4ÜNB - Stellungnahme Industrienetzentgelte Diskussionspapier \(Oktober 2025\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

- Flexibilitätserbringung durch die Industrie an tatsächlichen Flexibilitätsbedarfen ausrichten und deshalb nicht auf Tagesbasis erzwingen
- Industrielle Flexibilitätserbringung ermöglichen, auch jenseits der Flexibilitätssignale und auch an anderen Märkten
- Erbringung aus industriellen Assets ermöglichen, jedoch auch Teilnahme mit Batteriespeichern ermöglichen
- Planungssicherheit für alle Akteure schaffen und deshalb Kippschaltereffekte und Sprungstellen vermeiden
- Umsetzbarkeit durch möglichst einfache, bürokratiearme Prozesse sicherstellen

2. Wirkung der allgemeinen Netzentgeltsystematik auf die Industrie

Analog zum Vorgehen der BNetzA, im Orientierungspapier auch die Wirkung der allgemeinen Netzentgeltsystematik auf industrielle Verbraucher zu beleuchten, soll dies auch in diesem Konsultationsbeitrag näher betrachtet werden.

Flexibilitätshemmnisse entfallen

Neben dem individuellen Netzentgelt für Abnahme einer Bandlast stellt der Leistungspreis als Teil der derzeitigen allgemeinen Netzentgeltsystematik das zweite große Hemmnis dar. Im Dezember 2025 hat die BNetzA in ihren Orientierungspunkten zu den Entgeltkomponenten angekündigt, den Leistungspreis durch einen Kapazitätspreis zu ersetzen. Die Kapazität kann in dem Vorschlag der BNetzA frei gewählt werden, wobei ein Überschreiten der gebuchten Kapazität eine Zahlung des teureren AP2 auslöst⁵.

Durch die Umstellung auf das Kapazitätsentgelt werden neue Lastspitzen zukünftig nicht mehr zu einer deutlichen Steigerung des Jahresnetzentgelts führen. Die 4ÜNB hatten diese Effekte in ihrem Konsultationsbeitrag zu den Entgeltkomponenten bereits ausführlicher beschrieben⁶.

Infolgedessen gehen die 4ÜNB davon aus, dass sich die Industrie im Rahmen des betriebswirtschaftlich Sinnvollen und technisch Möglichen flexibilisieren wird, sobald die derzeitigen Fehlanreize abgemildert sind⁷. Der Abbau der Netzentgelthemmnisse ist hier der Hebel, um Investitionen in Gang zu setzen. Dies wird verstärkt bei Unternehmen erfolgen, die zukünftig das Sondernetzentgelt in Anspruch nehmen wollen und damit zusätzlich zu einer Flexibilisierung angereizt sind.

Einer Studie von McKinsey aus dem vergangenen Jahr zufolge sollen in der Industrie je nach Branche Flexibilitätspotenziale von durchschnittlich 6 – 20 % bestehen. Die befragten Unternehmen gehen zudem davon aus, dass mehr als die Hälfte dieses Potenzials in weniger als drei Jahren zu heben ist⁸.

⁵ [BNetzA - Orientierungspunkte Netzentgeltkomponenten \(November 2025\)](#)

⁶ [4ÜNB - Konsultationsbeitrag Netzentgeltkomponenten \(Januar 2026\)](#)

⁷ Auch der höhere AP2 setzt einen Fehlanreiz, möglichst selten über die Kapazitätsgrenze zu gehen und sorgt dafür, dass entsprechende Aktivitäten nur bei starken Preisschwankungen attraktiv werden. Der Effekt ist jedoch deutlich schwächer ausgeprägt als beim bisherigen Leistungspreismodell.

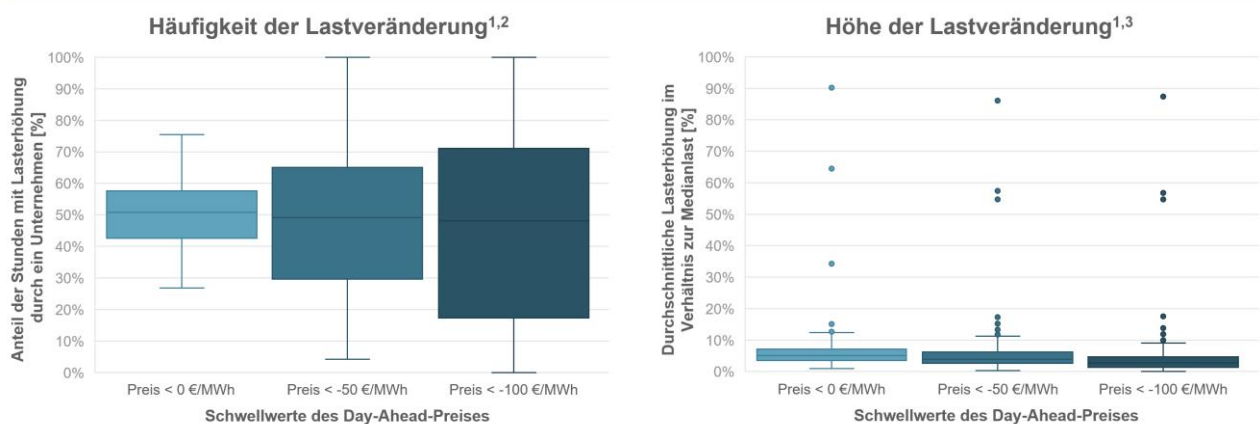
⁸ [McKinsey - Flexibilität in der industriellen Stromnachfrage \(Juni 2025\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Derzeitige Reaktion von Industrie auf Extrempreise

Aktuell reagiert nur ein geringer Anteil der Bandlastunternehmen, auf Extrempreise mit einer signifikanten Lastveränderung. Die nachfolgende Grafik stellt für das Jahr 2025 die Reaktion der Bandlastunternehmen in einer der vier Regelzonen dar:

Erhöhung des Netzbezugs von Bandlastkunden bei Negativpreisen



¹ Die Auswertung bezieht sich dabei auf das Jahr 2025 und alle Bandlastkunden in einer der vier deutschen Regelzonen.

² Die Boxplots geben an, wie häufig Bandlastkunden bei Day-Ahead-Strompreisen unter dem jeweiligen Schwellwert ihre Last gegenüber dem Jahresmedianwert erhöht haben.

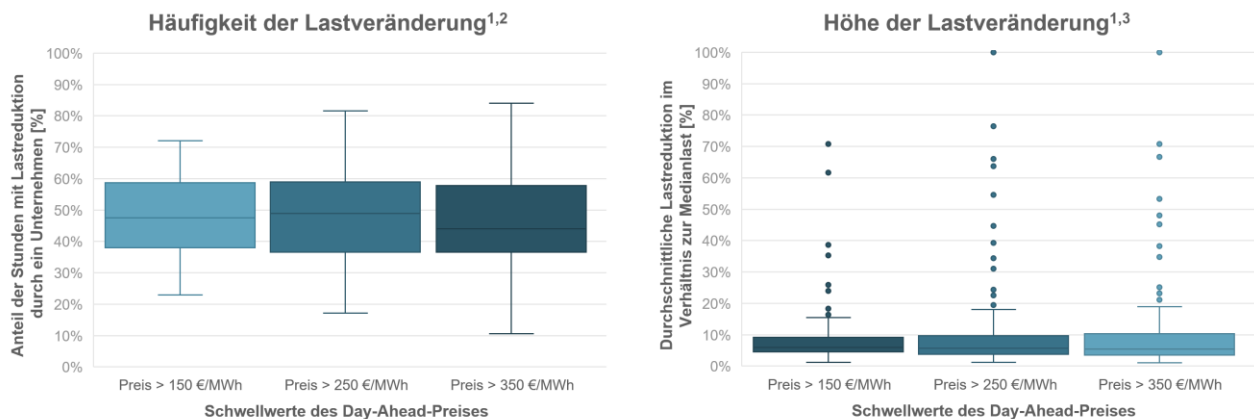
³ Die Boxplots geben an, wie stark Bandlastkunden bei Day-Ahead-Strompreisen unter dem jeweiligen Schwellwert ihre Last gegenüber dem Jahresmedianwert erhöht haben in den Zeiten, in denen ihre Last unter ihrem Jahresmedianwert lagen.

Die linke Grafik zeigt, dass die meisten untersuchten Bandlastkunden nur in ca. der Hälfte der Stunden ihre Last gegenüber der Jahresmedianlast erhöht. Für den Großteil der Unternehmen zeigen sich hier eher rein zufällige Schwankungen rund um den Medianwert, wobei jeweils ca. die Hälfte der Werte über und die andere Hälfte unter dem Wert liegen. Entsprechend ist die Höhe der Lastveränderung im Falle einer höheren Last meist im Bereich um ca. 5 % der jeweiligen Medianlast.

Ein grundlegend ähnliches Bild zeigt sich auch bei stark positiven Preisen. Anhand der nachfolgenden Grafik wird deutlich, dass die meisten Unternehmen auch bei stark positiven Preisen ihre Last gegenüber der Medianlast nur in ca. der Hälfte der Stunden reduzieren. Auch hier reagieren die meisten Unternehmen in den Zeiten, in denen ihre Last unterhalb der Medianlast liegt, nur um ca. 7 %. Die nachfolgende Grafik stellt den Sachverhalt für stark positive Preise dar:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Reduktion des Netzbezugs von Bandlastkunden bei Hochpreisen



¹ Die Auswertung bezieht sich dabei auf das Jahr 2025 und alle Bandlastkunden in einer der vier deutschen Regelzonen.

² Die Boxplots geben an, wie häufig Bandlastkunden bei Day-Ahead-Strompreisen über dem jeweiligen Schwellwert ihre Last gegenüber dem Jahresmedianwert reduziert haben.

³ Die Boxplots geben an, wie stark Bandlastkunden bei Day-Ahead-Strompreisen über dem jeweiligen Schwellwert ihre Last gegenüber dem Jahresmedianwert reduziert haben in den Zeiten, in denen ihre Last unter ihrem Jahresmedianwert lagen.

Ausreißer in der Reaktion nach oben müssen dabei nicht zwingend auf eine Reaktion auf den Preis hindeuten, sondern können auch methodisch bedingt sein (beispielsweise Revisionszeitraum zufällig zum gleichen Zeitpunkt wie Hochpreise).

Zukünftig zu erwartendes Entgelt

Die BNetzA geht davon aus, dass das zukünftige Entgelt für große Verbraucher in der Hochspannung durch die Kostenwälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch deutlich unter den heute zu zahlenden Entgelten liegt. Auch in der Mittelspannung ist im Durchschnitt mit stark sinkenden Entgelten zu rechnen.

Gleichzeitig gehen die 4ÜNB davon aus, dass eine Umstellung auf den Kapazitätspreis dafür sorgen wird, dass Kunden mit geringen Volllaststunden eher entlastet werden. Daraus folgt, dass Kunden mit hohen Volllaststunden durch das Grundentgelt gleichzeitig eher zusätzlich belastet werden⁹.

Beide Effekte wären damit gegenläufig und müssen konkreter quantifiziert werden, sobald konkrete Informationen seitens der BNetzA zu den geplanten Reformen vorliegen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist es aus Sicht der 4ÜNB noch nicht möglich, zu beurteilen, ob die Grundentgelte für die heutigen Bandlastunternehmen tatsächlich mit der AgNes-Reform sinken – und wenn ja – wie stark.

⁹ Die konkreten Verschiebungen hängen vom Verhältnis zwischen dem Kapazitätspreis, dem Arbeitspreis 1 und dem Arbeitspreis 2 ab.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Auswirkung dynamischer Netzentgelte

Die Einführung dynamischer Netzentgelte für die Industrie wird von der BNetzA derzeit kritisch gesehen. Zum einen hängt aus Sicht der BNetzA das Entgelt stark vom Standort ab, zum anderen können die entsprechenden Prozesse nur in einem geringen Umfang flexibilisiert werden.

Mit Blick auf die stark unterschiedliche Wirkung je nach Standort und im Wissen darum, dass die meisten betroffenen Unternehmen diesen dynamischen Netzentgelten nur im geringen Maße durch Verbrauchsverschiebungen entgehen können, bewerten die 4ÜNB die Einführung eines dynamischen Netzentgelts für die Industrie zum aktuellen Zeitpunkt ebenfalls kritisch. Während Unternehmen in Süd- und Westdeutschland dadurch zusätzlich belastet würden, träten in Nord- und Ostdeutschland Mitnahmeeffekte auf. Die intendierte Anreizwirkung bleibt also stark limitiert, zudem entsteht dadurch eine Umverteilung zwischen verschiedenen Regionen¹⁰.

Gleichzeitig argumentiert die BNetzA bei der Abschaffung der atypischen Netznutzung mit den entstandenen Mitnahmeeffekten. Die gleichen Effekte sind auch bei einem dynamischen Netzentgelt für Industriekunden zu erwarten, weshalb es nahe liegt, auf dessen Einführung zu verzichten. Diese Problematik entsteht jedoch nicht nur bei großen Industriekunden, sondern bei allen Verbrauchern mit einem geringen Flexibilitätpotenzial.

3. Sondernetzentgelt für die Industrie

Das Sondernetzentgelt für die Industrie soll zukünftig die Erbringung von Flexibilität als Gegenleistung einfordern. Im Zuge der Umstellung des Energiesystems auf wetterabhängige erneuerbare Energien gewinnt die Anpassung des eigenen Stromverbrauchs an das Dargebot der fluktuierenden Erzeugung (unter Berücksichtigung der Transportfähigkeit der Stromnetze) immer mehr an Bedeutung. Aus Systemsicht kann Flexibilität für verschiedene Aspekte eingesetzt werden (marktdienliche Flexibilität, netzdienliche Flexibilität, Erbringung von Systemdienstleistungen) und ist umso wertvoller, je größer die Flexibilitätsreaktion ist, je kurzfristiger auf Signale reagiert werden kann und je länger die Flexibilitätsreaktion am Stück erfolgen kann¹¹. Insbesondere ist es aus Netzsicht wichtig, in einem fluktuierenden System entsprechend akkurate Planungsdaten zu haben, sodass die Flexibilitätserbringung auch einkalkuliert werden kann.

Basierend auf diesen Aspekten und den Fähigkeiten von industriellen Prozessen ist der nachfolgende Vorschlag für die Ausgestaltung des zukünftigen Sondernetzentgelts entstanden:

Darstellung des 4ÜNB-Vorschlags

Fokus auf Extremsituationen: Flexibilitätsabrufe im Rahmen des zukünftigen Sondernetzentgelts sollen nicht pauschal täglich geschehen, sondern situativ auf Extremsituationen bezogen werden, in denen die Nutzung von industrieller Flexibilität einen tatsächlichen Mehrwert für das Energiesystem liefert und dadurch potenziell system- oder

¹⁰ Jenseits der problematischen Umverteilungswirkung bestehen auch die weiteren Herausforderungen bei der Einführung von dynamischen Netzentgelten für Verbraucher, insbesondere die Prognoseherausforderungen bei der Vorhersage bei Netzentgäßen im Übertragungsnetz.

¹¹ Per se ist auch Häufigkeit der Erbringung ein wichtiger Faktor. Die 4ÜNB gehen jedoch davon aus, dass die Industrie das wirtschaftlich zu erschließende Flexibilitätpotenzial nach Abschaffung des Fehlanreizes „Bandlastprivileg“ bereits ohne einen zusätzlichen Anreiz sinnvoll einsetzen und teils auch kurzfristig vermarkten wird, sodass ein häufigeres Signal im Zuge der Prognoseherausforderungen teils Fehlanreize setzen würde und die zu erwartende Vermarktung hemmt.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

netzgefährdende Situationen vermieden werden können. Die Erbringung von Flexibilität ist in der Industrie je nach Prozess teils mit hohen Aufwänden und Kosten verbunden, sodass es sinnvoll ist, in alltäglichen Situationen nicht in das Marktgeschehen einzugreifen und damit den jeweils günstigsten Flexibilitätsoptionen den Zugriff zu überlassen¹².

Beschreibung der Extremsituationen: Die 4ÜNB sehen drei Arten von Extremsituationen, in denen im Rahmen des Sondernetzentgelts zukünftig Signale gesendet werden sollen:

- *Drohende Systemüberdeckungen:* In Situation mit einem großen Dargebot an erneuerbaren Energien treten insbesondere an lastschwachen Tagen häufig sogenannte Erzeugungsüberschüsse auf. Stark negative Strompreise sind ein früher Indikator für Situationen, in denen Erzeugung und Last nicht zur Deckung gebracht werden können. Zudem zeichnet sich eine entsprechende Situation bereits frühzeitig durch eine stark negative Residuallastprognose ab. Signale, die eine drohende Systemüberdeckung vermeiden sollen, können dabei meist in allen Teilen Deutschlands gleichermaßen gesetzt werden und sollen eine Erhöhung des Strombezugs der privilegierten Unternehmen sicherstellen.
- *Drohende Systemunterdeckung:* In Situationen mit einem geringen Dargebot an erneuerbaren Energien („Dunkelflaute“) müssen flexible Kraftwerke die nötige Erzeugung beisteuern. Im Zuge des Kohle- und Atomausstiegs ist deren Leistung in den letzten Jahren jedoch sukzessive reduziert worden. Sehr hohe Strompreise sind ein früher Indikator für solche Situationen. Gleichzeitig zeichnet sich eine solche Situation frühzeitig bereits über eine stark positive Residuallast ab. Signale, die einen drohenden Erzeugungsmangel vermeiden sollen, können meist ebenfalls in ganz Deutschland gleichermaßen gesetzt werden und sollen eine Absenkung des Strombezugs der privilegierten Unternehmen sicherstellen.
- *Kritische Netzengpässe:* Sofern das Marktergebnis mit Blick auf die daraus resultierenden Lastflüsse im Stromnetz nicht abgebildet werden kann, müssen die Netzbetreiber im Rahmen der Engpassmanagementprozesse mit Redispatch eingreifen. In Situationen, in denen ein hoher Bedarf an entsprechenden Eingriffen prognostiziert wird, soll vor dem Engpass eine Erhöhung der industriellen Abnahme durch ein entsprechendes Signal angereizt werden, während hinter dem Engpass eine Reduktion erzielt werden soll. Entsprechende Signale müssen regional unterschiedlich sein.

Anzahl der Stunden: Per se fluktuiert die Anzahl der Stunden, in denen entsprechende Extremsituationen auftreten beispielsweise wetterbedingt. Konkrete Zielwerte sind im Prozess und prognosetechnisch nicht exakt zu treffen. Da andererseits die beteiligten Unternehmen Planbarkeit benötigen, schlagen die 4ÜNB dennoch vor, eine jährliche Stundenzahl festzulegen. Um entsprechend der konkreten Systemsituationen gewisse Spielräume zu haben, sollte dieser Wert jährlich ungefähr 200 Stunden (für alle drei Signalarten zusammen¹³) betragen, jedoch eine gewisse Schwankungsbreite bezüglich der veröffentlichten Stunden ermöglichen.

Signalgeber: Signale zum Abruf der industriellen Flexibilität sollen mit Blick auf eine einfache Umsetzbarkeit zentral von einem Akteur kommen. Die 4ÜNB können sich gemeinsam vorstellen, die entsprechenden Signale zur Verfügung zu stellen, wobei die Netzsignale dann entsprechend ausschließlich die kritischen Engpässe im Übertragungsnetz reflektieren können. Das 4ÜNB-Signal ist ebenfalls für Unternehmen mit Anschluss auf VNB-Ebene maßgeblich. Insbesondere die gesamthafte Ausgestaltung von Netzsignalen im Verteilnetz wäre jedoch für die hohe Anzahl an

¹² In allen Stunden, in denen die Nutzung von Industrieflexibilität betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, kann die Industrie diese in Zukunft vermarkten, wird dazu in alltäglichen Situationen jedoch nicht gezwungen.

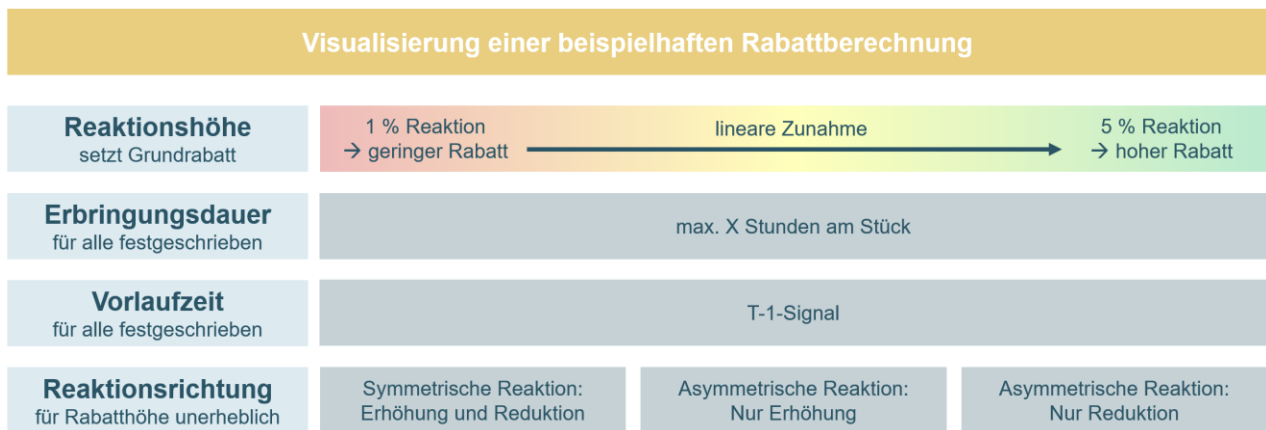
¹³ Sollten die Situationsarten des Signals reduziert werden, so ist eine Absenkung der Gesamtstunden erforderlich.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

betroffenen VNBs mit einem hohen Arbeitsaufwand verbunden. Dies gilt auch für kombinierte VNB-ÜNB-Signale, welche zudem noch mit einem großen Koordinationsaufwand einhergehen.

Wahlmöglichkeiten für Industrie: Die Erbringungsmöglichkeiten innerhalb der Industrie variieren stark. Unternehmen sollten wählen können, ob sie sowohl auf Signale zur Erhöhung als auch zur Absenkung der Netzentnahme reagieren wollen oder nur eine der beiden Signalrichtungen erfüllen wollen. Von weiteren Wahlmöglichkeiten für die Industrie sollte möglichst abgesehen werden, da dies zu einer Vielzahl verschiedener individueller Signalarten führt, die den Prozess auf mehreren Ebenen (Signalerstellung, Prüfung, Abrechnung) deutlich komplexer und alles andere als bürokratiearm macht.

Beispielhafte Rabattdarstellung: Die nachfolgende Grafik soll beispielhaft darstellen, wie der Rabatt sich in Zukunft zusammensetzen könnte. Konkrete Werte werden in den nächsten Monaten näher im engen Austausch mit den verschiedenen Stakeholdern festgelegt werden. Die hier gezeigten Werte sind beispielhaft zu verstehen:



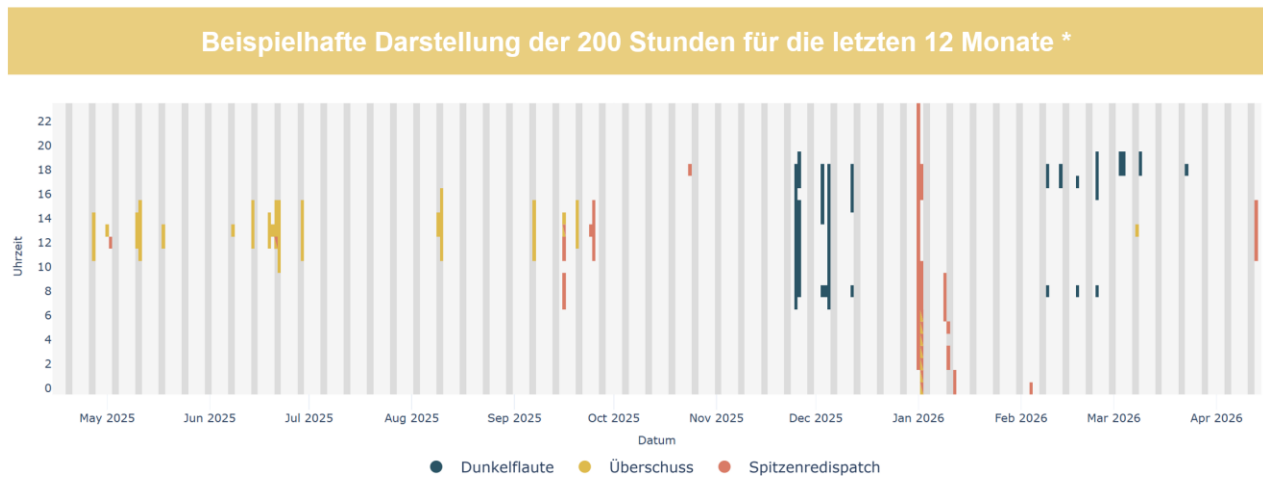
Für den Rabatt, der aus der erzielten Reaktionshöhe resultiert, halten wir eine lineare Zunahme des Rabatts, je höher die erzielte Reaktion ist, für sinnvoll und angemessen. Durch diesen linearen Anstieg werden einzelne Stunden ohne Reaktion verhältnismäßig schwach bestraft; Stufeneffekte wie in der heutigen Regelung entfallen damit. Dadurch sinkt auch der Bedarf nach einer monatlichen Rabattierung und die heute bestehende jährliche Abrechnung kann beibehalten werden. Ein weiteres Argument für die Beibehaltung der jährlichen Abrechnung ergibt sich aus der unterjährigen Verteilung der beschriebenen Extremsituationen, welche sich nicht über alle Monate gleichverteilen, sondern eine zeitliche Ballung aufweisen können.

Regionalisierung: Während die Signale für Systemüber- bzw. -unterdeckung in den meisten Situationen deutschlandweit einheitlich ohne Berücksichtigung des Standorts gegeben werden können, spielt bei den kritischen Netzengpässen die Lage des entsprechenden Unternehmens eine Rolle. Regional müssen damit unterschiedliche Signale gesendet werden. Zum aktuellen Zeitpunkt scheint es den 4ÜNB angemessen, hier auf einige wenige, entsprechend große Regionen zu setzen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Betroffene Stunden

Für die letzten 12 Monate stellt die nachfolgende Grafik exemplarisch dar, wie sich die 200 Stunden über das Jahr verteilt hätten:



* Vereinfachte Verteilung der Stunden jeweils zu 1/3 auf die drei Arten von Extremsituationen entsprechend der d-1-Prognose. Spitzenredispatch zeigt die Stunden mit dem deutschlandweit höchsten Bedarf an negativem Redispatch. Überschuss- und Dunkelflautensignale ergeben sich aus den Prognosen zur Residuallast (Last abzüglich Wind- und PV-Erzeugung).

Während Dunkelflauten-Ereignisse mit einer drohenden Systemunterdeckung vor allem im Winterhalbjahr unter der Woche auftraten und insbesondere zu Abrufen in den Morgen- und Abendstunden führen, traten Überschuss-Ereignisse vordergründig im Sommerhalbjahr in den Mittagsstunden und insbesondere an den Wochenenden auf. Hohe Netzauslastungen mit Spitzen-Redispatch folgen derzeit keinen so klaren Mustern, waren teilweise jedoch mit den Überschusssituationen überlagert und hatten teils eine Länge von mehr als 24 Stunden. Teils ballen sich diese Stunden zudem stark, während in anderen Zeiträumen über mehrere Wochen keine Aktivierung erfolgt. Aus diesem Grund sollte von einer monatlichen Rabattgewährung abgesehen werden.

In dieser Grafik wurde vereinfacht von einer gleichmäßigen Verteilung der Stunden auf die drei Arten von Extremsituationen wie auch von einer unbegrenzten Erbringungsdauer und einer symmetrischen Erbringung ausgegangen. In der Praxis würden sich je nach Standort und je nach Wahl der Erbringungsrichtung unterschiedliche Stunden für die teilnehmenden Unternehmen ergeben. Eine gleichmäßige Verteilung ist dabei nicht vorgesehen, sondern soll sich je nach den regionalen Bedarfen und der Wahl des Unternehmens ergeben. Ein Unternehmen, das nur auf Abschaltensignale reagieren kann, wird damit beispielsweise keine Überschusssignale erhalten können und damit im Sommerhalbjahr nur sehr wenige Aktivierungen erhalten. Sofern das Unternehmen zudem vor einem systematischen Engpass befindetet, wird es zudem kaum Netzsignale in Zeiten mit kritischem Redispatch erhalten, sodass sich die ca. 200 Stunden schlussendlich in weiten Teilen aus Signalen bei einer drohenden Systemunterdeckung beziehen, welche insbesondere in den Wintermonaten auftreten¹⁴.

¹⁴ Auch mit Blick auf die unregelmäßige Verteilung der Stunden erscheint es sinnvoll, an einem Jahresrabatt festzuhalten.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Prognoseherausforderungen

In den bereits erfolgten Konsultationsbeiträgen im Rahmen von AgNes haben die 4ÜNB immer wieder auf die großen Herausforderungen bei der Prognose von ÜNB-Netzengpässen am Vortag hingewiesen. Bereits heute können zahlreiche Netzengpässe am Vortag nicht korrekt erkannt werden. In Zukunft wird diese Herausforderung aufgrund der Zunahme des absoluten Prognosefehlers von Erneuerbaren Energien wie auch dem immer weiter zunehmenden Kurzfristhandel noch größer werden¹⁵.

Diese Herausforderung besteht verschärft bei der Prognose von Netzengpässen im Übertragungsnetz. In einem zunehmend volatileren Stromsystem wird sich die zunehmend schlechtere Prognostizierbarkeit jedoch auch bei Systemunter- und -überdeckungssituationen zeigen.

In Anbetracht der für das Energiesystem verhältnismäßig geringen geforderten Flexibilität besteht – anders als bei verschiedenen Überlegungen zur vollständigen Dynamisierung – durch Fehlprognosen bei den Signalen für das Industrienetzentgelt kein grundlegendes, größeres systemisches Risiko. Auch bei der Ausgestaltung der Industrienetzentgelte werden die vortäglich gegebenen Netzsignale häufig nicht die schlussendlich kritischsten Situationen aus Systemführungssicht adressieren¹⁶.

Die 4ÜNB gehen jedoch davon aus, dass durch einen Fokus auf die in den Vorhersagen besonders kritisch angenommenen Stunden auch zukünftig eher problematische Stunden adressiert und entschärft werden können und Signalrichtungen sich insbesondere nicht umdrehen werden und somit nicht gegenteilig und schädlich wirken.

Fokus auf ÜNB-Signale

Mit Blick auf Aufwand und Umsetzbarkeit für Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und die teilnehmenden industriellen Abnehmer halten es die 4ÜNB für sinnvoll, einen zentralen Akteur zu bestimmen, der alle für den Rabatt ausschlaggebenden Signale zentral bestimmt und veröffentlicht. Die 4ÜNB bieten an, diese Rolle zukünftig zu übernehmen.

Für nicht sinnvoll erachten wir eine Verpflichtung für die VNB, eigene Signale für die Industrie zu bestimmen. Bei der Vielzahl an betroffenen VNB ginge dies mit einem hohen Aufwand einher. Sofern dies von den VNB gewünscht ist, könnte den VNB ein Vetorecht vorbehalten bleiben. In diesem Falle könnten die VNB einer Aktivierung durch eine Mail an das betroffene Unternehmen widersprechen. Dadurch würde dann jedoch die Anzahl der Aktivierungsstunden sinken.

Sollten VNB dieses Vetorecht zu oft aussprechen, sodass die Gegenleistung der Flexibilität bei den betroffenen Kunden nicht mehr ausreichend oft aktiviert werden kann, so könnte zudem die Pflicht zur Signalerstellung vollständig auf den VNB übergehen. In diesem Falle würden die von den 4ÜNB veröffentlichten Signale für den betroffenen VNB und die dort angeschlossenen privilegierten Verbraucher nicht mehr gelten. Eine Kombination von VNB- und ÜNB-Signalen hingegen wird bei den 4ÜNB sehr kritisch gesehen, da diese mit einem hohen Koordinationsbedarf zwischen den Netzbetreibern verbunden wäre. Dieser Aufwand steht jedoch in keinem angemessenen Nutzen zur erbrachten Flexibilität.

¹⁵ [4ÜNB - Konsultationsbeitrag Dynamische Netzentgelte \(Februar 2026\)](#) S.9 ff. und weitere Beiträge

¹⁶ Diese als sehr kritisch zu beurteilenden Situationen treten häufig sehr kurzfristig auf und sind insbesondere wegen der kurzen Vorlaufzeit und den geringen Möglichkeiten, dann noch auf diese zu reagieren, herausfordernd. Ihnen immanent ist, dass diese nicht mit großen Vorlauf prognostiziert werden konnten.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Verzicht auf Marktpreissignale

Im Unterschied zu den aktuellen Vorschlägen der BNetzA plädieren die 4ÜNB dafür, Signale nicht direkt aus Marktpreisergebnissen zu generieren. Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellt der Marktpreis das fundamentale Koordinationssignal für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage dar, allerdings sprechen einige Gründe gegen einen Rückgriff auf Marktpreissignale beim Industrienetzentgelt.

Eine möglichst konstante Zahl an Aktivierungsstunden pro Jahr lässt sich aufgrund von externen Einflussfaktoren (z.B. Gas- und CO₂-Preise) und daraus resultierenden Preisschwankungen und Niveauverschiebungen am Markt schwerer erreichen. Formeln, die hier regelmäßig nachskalieren, müssten erst entwickelt werden, wären komplex und bergen das Risiko von Missverständnissen sowie Planungsunsicherheiten. Day-Ahead-Marktpreise stehen anders als die vorgeschlagenen 4ÜNB-Signale erst nach der Auktion zur Verfügung. Industrieunternehmen benötigen mitunter vor dem Day-Ahead-Markt ein entsprechendes Flexibilitätssignal, um dies in den internen Prozessen und der resultierenden Strombeschaffung abbilden zu können. Im Falle eines marktpreis-basierten Flexibilitätssignal wären diese Unternehmen gezwungen Prognosen für den Day-Ahead-Marktpreis zu nutzen, um die Planbarkeit zu erhöhen. Zudem wird es notwendig sein, entsprechende Abweichungen in der notwendigen Flexibilitätserbringung kurzfristig zu erbringen und resultierende Strommengen an den Intraday-Märkten zu handeln, um den Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Sofern zu den entsprechenden Handelszeitpunkten in den Intraday-Märkten eine geringe Liquidität vorliegt, kann dies zu Problemen führen und müsste genauer geprüft werden.

Anstatt auf Marktpreissignale zu setzen, sollten deshalb auch die Signale zur drohenden Systemunter- und -überdeckung von den 4ÜNB auf Basis von Prognosen der systemischen Parameter, beispielsweise der Residuallast, gegeben werden.

Erbringung von Systemdienstleistungen

Die Erbringung von Systemdienstleistungen durch die energieintensive Industrie soll auch in einem neu gestalteten Mechanismus weiterhin möglich sein. Ein Abruf von Regularbeit bei einem privilegierten Unternehmen sorgt dabei zu einer Veränderung des Netzbezugs durch das entsprechende Unternehmen. Erfolgt ein Abruf innerhalb einer Stunde, in der das Unternehmen auf ein Flexibilitätssignal reagieren muss, so kann der Regularbeitsabruf die Erbringung des Netzentgeltkriteriums je nach Richtung entweder erschweren oder unterstützen. Auswirkungen bestehen jedoch auch, wenn ein Abruf in einer Stunde ohne Flexibilitätssignal aus dem neuen Mechanismus erfolgt. In diesem Fall beeinflusst der Abruf den Referenzwert (sofern der Referenzwert aus der Zeitreihe berechnet wird), wobei dieser Effekt sicherlich schwächer ausgeprägt ist als der Abruf in einer Aktivierungsstunde.

Bei der Festlegung einer konkreten Methodik sollten deshalb die Auswirkungen auf die Erbringung von Systemdienstleistungen vorab geprüft werden. Im Verständnis der 4ÜNB würden Unternehmen insbesondere in den Stunden, in denen ein Flexibilitätssignal gesendet wird, auf die Teilnahme an der Regelleistung verzichten. Sofern ein d-1-Signal bereits vor den Regelleistungsauctionen veröffentlicht werden kann, könnten Unternehmen dies in ihre Kalkulationen einbeziehen und in diesen wenigen Stunden auf eine Teilnahme an der Regelleistung verzichten. Durch einen solchen Verzicht können zwei Herausforderungen vermieden werden: Zum einen das Risiko, durch einen Regelenergieabruf eine Reaktion in die falsche Richtung zu zeigen und damit die Rabattierung zu gefährden und zum anderen das Problem, dass das flexible Asset bereits für die Optimierung auf das Industrienetzentgeltsignal genutzt wird und damit nicht mehr für die Regelleistungserbringung zur Verfügung steht. Schwieriger wäre die Vereinbarkeit der Erbringung von Regelleistung hingegen bei Reaktion auf ein mögliches Intraday-Signal, welches erst nach der Regelleistungsauction veröffentlicht wird.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Sofern betroffene Unternehmen größere Unvereinbarkeiten oder das Risiko einer Verkleinerung des Netzentgeltrabatts sehen, müssen sie kalkulieren, ob der Verzicht auf die Teilnahme an den Regelleistungsauktionen durch den höheren Rabatt bei Reaktion auf ein Intraday-Signal gerechtfertigt ist oder nicht.

Zudem können die betroffenen Unternehmen weiterhin ihre Flexibilität im Regelarbeitsmarkt zur Verfügung stellen, sofern Intraday keine Signale aus dem neugeschaffenen Industriemechanismus gesendet wurden.

Assetscharfe Erbringung

Im Rahmen der aktuellen Diskussionen wurde von einigen Akteuren eine assetscharfe Abrechnung von Flexibilität vorgeschlagen. In diesem Falle müsste sich ein Unternehmen nicht für den gesamten Standort für eine Reaktionsrichtung entscheiden, sondern könnte verschiedene Assets und Prozesse individuell adressieren.

Ein entsprechendes Vorgehen ergibt aus Industriesicht durchaus Sinn und kann in der Tat dazu beitragen, möglichst viele Flexibilitäten über den Mechanismus bestmöglich zu erreichen. Gleichzeitig ist dies jedoch mit einem hohen Umsetzungsaufwand in der Prüfung und Abrechnung verbunden. Sofern in einem solchen Fall auf Asset-Ebene abgerechnet wird und nicht auf Marktlokationsebene könnten zudem Kompensationseffekte durch andere Assets hinter dem Netzanschlusspunkt den netzdienlichen Beitrag eines Assets negieren. Die 4ÜNB stehen entsprechenden Vorschlägen deshalb ablehnend gegenüber, gehen aber davon aus, dass diese entsprechenden Flexibilitäten durch die betroffenen Unternehmen zukünftig dennoch flexibilisiert werden, dann jedoch über die übrigen Märkte vermarktet werden, sofern die Nutzung dieser Potenziale wirtschaftlich ist.

Referenzwertbestimmung

Ein Referenzwert ist im zukünftigen Mechanismus für die Industrienetzentgelte nötig, um den theoretisch zu erwartenden Netzbezug darzustellen, welcher aufgetreten wäre, wenn kein Abruf von Flexibilität erfolgt wäre. Dieser Referenzwert ist die Baseline, an der das Niveau der Flexibilitätserbringung jeweils gemessen wird.

Mit Hinblick auf eine konkrete Methodik zur Bildung des Referenzwerts gibt es zahlreiche verschiedene Ausgestaltungsvarianten, wobei die Entscheidung für einen Ansatz eine Schlüsselrolle dahingehend einnimmt, wie viele Unternehmen mit welcher Zuverlässigkeit die Kriterien erfüllen.

Grundsätzlich sind zwei verschiedene Ansätze denkbar:

- **Rückgriff auf Planungsdaten:** Die von den jeweiligen Unternehmen gemeldeten KWEP-Planungsdaten dienen als Referenzwert. Anhand dieser gemeldeten Werte wird das Flexibilitätsniveau bestimmt. Der Ansatz ist u.a. herausfordernd, da es sich um reine Planungsdaten handelt und hier ein hohes Risiko für eine Manipulation der entsprechenden Daten besteht. Diesem Risiko könnte eventuell mit Bestrafung (z.B. Entzug des Sondernetzentgeltprivilegs) bei nicht bestandener Prüfung entgegnet werden. Auf Basis der oben dargestellten Muster, wann Signale in die eine oder in die andere Richtung erfolgen, kann ein Unternehmen beispielsweise in Zeiten, in denen es eine Wahrscheinlichkeit für ein Signal zur Lasterhöhung vermutet, bereits ein geringeres Lastniveau melden. Sofern es zu einem Abruf kommt, ist somit gar keine tatsächliche Flexibilitätserbringung nötig. Dies gilt umso mehr bei Unternehmen, die Flexibilität nur in eine Richtung erbringen können. Eine kontinuierliche Unter- bzw. Überschätzung des Flexibilitätsniveaus stellt dann sicher, dass die Einhaltung der Kriterien des Mechanismus ohne eine tatsächliche Anpassung erfolgt.
- **Rückgriff auf reale Messwerte:** Alternativ kann zudem auf Messwerte aus der jeweiligen Strombezugszeitreihe des jeweiligen Unternehmens zurückgegriffen werden. Über ein festzulegendes mathematisches Verfahren kann anhand dieser Zeitreihe für jeden Erbringungszeitraum ein (oder auch mehrere) Referenzwerte bestimmt werden, von welchen jeweils zu einem gewissen Prozentsatz abgewichen werden muss.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

In der konkreten Ausgestaltung gibt es jedoch zahlreiche Variationsmöglichkeiten, welche in der folgenden Tabelle dargestellt werden:

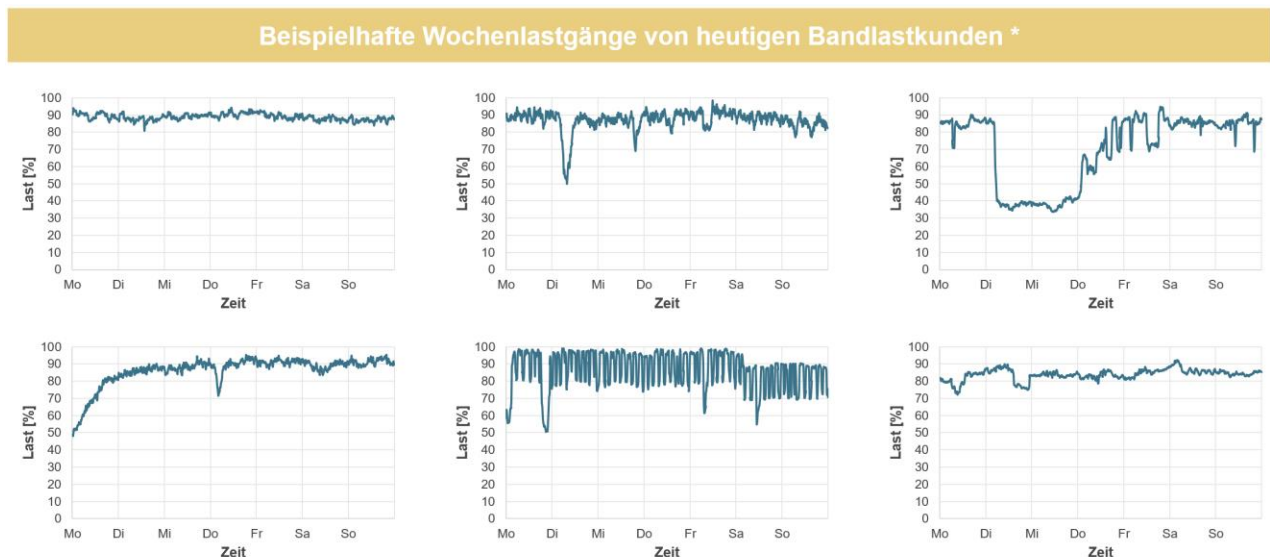
Variation	Beschreibung	Beispiele
Temporalität	Berücksichtigung von Vergangenheitswerten (vor Signalzeitpunkt) oder zusätzlicher Berücksichtigung von zukünftigen Werten (nach Signalzeitpunkt)	<ul style="list-style-type: none"> • reine ex-post-Betrachtung (z.B. letzter Monat) • gemischte ex-post- und ex-ante-Betrachtung (z.B. laufender Monat)
Aktualisierungslogik	Fester Zeitrahmen (ändert sich abrupt an bestimmten Wechseln) oder rollierende Betrachtung (ändert sich täglich oder sogar stündlich)	<ul style="list-style-type: none"> • Letzter Monat/ letztes Quartal • letzte 30 Tage/ letzte 90 Tage
Zeitraum	Länge des Zeitraums, aus dem die Werte für Referenzwertbildung genutzt werden	<ul style="list-style-type: none"> • Eine Woche • einen Monat • ein Quartal • ein Jahr
Profilbezug	Berücksichtigung von Wochentags- oder Uhrzeitpattern in den individuellen Lastprofilen oder keine Berücksichtigung	<ul style="list-style-type: none"> • individuelle Referenzwerte je nach Tagestyp (Werktag, Samstag, Sonntag/ Feiertag) und Uhrzeit (Stunde des jeweiligen Tages) • Standardreferenzwert unabhängig vom individuellen Lastprofil
Berechnungsbasis	Referenzwertbestimmung entweder mit oder ohne Ausreißer	<ul style="list-style-type: none"> • Herausrechnen von z.B. höchsten 10 % und niedrigsten 10 % der Messwerte • Einbeziehen auch dieser Extremwerte
Gewichtung	Gewicht von Messwerten mit höherem oder geringerem Abstand zur Erbringung	<ul style="list-style-type: none"> • gleichgewichtetes Verfahren (jeder Wert im Betrachtungszeitraum mit gleicher Bedeutung) • höhere Gewichtung von näheren Messwerten
Berechnungslogik	Mathematisches Verfahren zur Berechnung der Referenzwerte	<ul style="list-style-type: none"> • Mittelwert (Durchschnitt) • Median • Perzentile (z.B. 40. Perzentil für Erhöhung und 60. Perzentil für Absenkung)
Umgang mit Erbringungsstunden	Stunden mit Flexibilitätserbringung können entweder in die Berechnung des Referenzwerts einfließen oder herausgerechnet werden	<ul style="list-style-type: none"> • Einbezug von Erbringungsstunden in die Referenzwertbestimmung • Herausnahme der Erbringungsstunden • Herausnahme von Erbringungsstunden und der x Stunden vor und nach Erbringung (Lösung eventueller Rampenproblematiken)
Ausnahmezeiträume	Stunden, in denen eine Revision angekündigt ist oder in denen Defekte bzw. andere Probleme auftraten können durch Industrie gemeldet und herausgerechnet werden oder Verzicht auf solche Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Herausnahme von vorab gemeldeten Stunden • Herausnahme von vorab und im Nachhinein gemeldeten Stunden • keine Herausnahme oder Limitierung auf bestimmte Stundenzahlen

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Verschiedene Ausgestaltungsvarianten gehen dabei jeweils mit verschiedenen Vor- und Nachteilen einher. Im weiteren Stakeholderdialog sollten die verschiedenen Optionen daher noch ausführlicher untersucht werden. Neben Einschätzungen von Unternehmensvertretern sollten dabei auch die derzeitigen Lastgänge in größerer Zahl analysiert werden.

Schlussendlich sollte der Referenzwert ein ambitioniertes, aber leistbares Niveau an Flexibilität von den betroffenen Unternehmen einfordern. Gleichzeitig muss das Abrechnungsverfahren händlerbar sein. Deshalb sollte auf eine unternehmensindividuelle Wahl der Methodik verzichtet werden.

Herausfordernd ist die Wahl des Referenzwerts insbesondere in Anbetracht dessen, dass die Lastgänge der energieintensiven Industrie und insbesondere auch der Bandlastkunden in der Praxis häufig weit weniger einem stetigen Band entsprechen, als dies klassisch angenommen wird. Die nachfolgende Grafik stellt deshalb beispielhaft sechs real aufgetretene Wochenlastgänge von heutigen Bandlastkunden dar:

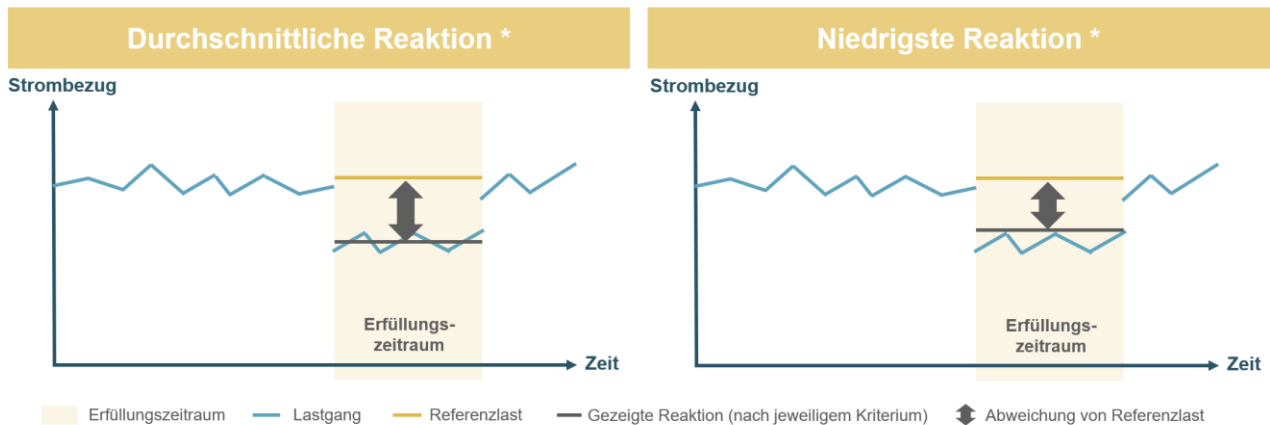


* Zufällige Auswahl von sechs anonymisierten Lastgängen aus dem Jahr 2025 von Bandlastkunden, die mindestens 7000 Volllaststunden erreicht haben. Zufällige Auswahl und Darstellung des Lastgangs einer Woche. Darstellung der Last als Prozentwert von der Jahresspitzenlast.

Erfüllungskriterium

Neben der Wahl einer sinnvollen Methodik zur Bestimmung des Referenzwerts ist auch das Design des Erfüllungskriteriums von entscheidender Bedeutung. Hier sind zwei grundlegend unterschiedliche Ansätze möglich, welche in der nachfolgenden Grafik abgebildet werden:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026



* Darstellung hier nur für eine mögliche Absenkung. Erhöhung entsprechend umgekehrt

Der Ansatz, auf die niedrigste Reaktion zu zielen, ist für die teilnehmenden Unternehmen schwieriger zu erbringen und verlangt von den beteiligten Unternehmen eine konstantere Flexibilität sowie eine Vermeidung von Ausreißern in die falsche Richtung. Gleichzeitig wird dadurch der nötigen gesicherten Erbringung für das gesamte System stärker Rechnung getragen und eventuell eine gewisse Selektion von Unternehmen möglich.

Es wäre zudem möglich, auf Reaktionen in die falsche Richtung (Erhöhung statt Absenkung bzw. umgekehrt) durch eine Pönalisierung (Reduktion des Rabatts) oder gar auf eine vollständige Streichung zu reagieren.

Bei der Kalkulation der schlussendlichen Reaktion kann zudem überlegt werden, einen gewissen Anteil der Stunden mit der geringsten Reaktion aus der Berechnung auszunehmen. Kann ein Unternehmen z.B. wegen einer Revision oder eines Ausfalls von Anlagen nicht auf das Signal reagieren, so gehen diese Stunden nicht negativ in die Durchschnittsbetrachtung ein, sondern werden dadurch herausgenommen.

Neben einer Berechnung der Reaktion über den Mittelwert (Durchschnitt) kann auch hier beispielsweise auf den Median gesetzt werden, welcher stabiler gegenüber Ausreißern ist. Auch ein Rückgriff auf einen Perzentilwert (z.B. 60%-Perzentil) wäre möglich und könnte den teilnehmenden Unternehmen die Erbringung erleichtern.

Analog zur Bestimmung des Referenzwerts halten die 4ÜNB es auch bei der Bestimmung des Erfüllungskriteriums für nötig, eine konkrete Methodik im Stakeholderdialog und auf Basis von Datenanalysen festzulegen.

Pooling

Durch das neue Grundmodell der Netzentgeltssystematik und den Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis verliert das Pooling von Netzanschlüssen an Bedeutung. Anders als in der alten Leistungspreislogik wird die separate Abrechnung von mehreren Netzanschlüssen mit einem Kapazitätspreis nicht mehr bestraft, kann jedoch zu im Verhältnis höheren Zahlungen des AP2 führen.

Für das neu gestalteten individuellen Netzentgeltes (wie auch für die Übergangszeit mit einer Fortsetzung der Bandlast) erscheint den 4ÜNB ein Pooling für notwendig und sinnvoll. Die derzeitigen Vorgaben zum Pooling gem. § 17Absatz 2a StromNEV stellen aus Sicht der 4ÜNB eine gute Basis dar.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Lieferung von KWEP-Daten

Ein stabiler Systembetrieb erfordert insbesondere eine gute Planbarkeit zu Ein- und Ausspeisung und der daraus resultierenden Auslastung von Netzelementen. Mit einem größeren Dargebot an Erneuerbaren Energien und dem damit einhergehenden Bedarf an flexiblen Anpassungen geht deshalb ein größerer Bedarf an Informationen zur geplanten Fahrweise von Erzeugern wie Verbrauchern einher.

Die 4ÜNB hatten deshalb die Lieferung von Fahrplandaten im Rahmen der sog. KWEP-Prozesse als weitere Gegenleistung zur Gewährung des Sondernetzentgelts ins Gespräch gebracht. Diese Überlegung wurde von der BNetzA im Rahmen der Orientierungspunkte aufgegriffen, was die 4ÜNB sehr begrüßen.

Bereits heute können ÜNB von großen Erzeugern wie auch einigen wenigen großen Verbrauchern (Lastbezug > 50 MW) die Lieferung von KWEP-Daten einfordern. Diese Daten sind die Basis für die Kalkulationen im Engpassmanagement und geben unter anderem an, wie stark ein Erzeuger seine Leistung im Rahmen der Redispatch-Prozesse erhöhen oder absenken kann. Der KWEP-Prozess beginnt mit zwei Tagen Vorlauf und endet kurz vor der Erbringung. Bei signifikanten Änderungen der eigenen Planungen müssen die KWEP-Daten aktualisiert werden. Für industrielle Verbraucher ist die Lieferung einer viertelstündlich aufgelösten Prognose zur eigenen Netzentnahme mit Aktualisierung bei sich ergebenden relevanten Änderungen ausreichend. Eine Einbeziehung der industriellen Last in die Redispatch-Prozesse ist explizit nicht das Ziel der Lieferung von KWEP-Daten.

Die 4ÜNB schlagen vor, dass die Lieferung von KWEP-Daten an den Anschlussnetzbetreiber und den regelzonenverantwortlichen ÜNB zur grundlegenden Bedingung für die Gewährung des Sondernetzentgelts gemacht wird. Sofern Unternehmen über längere Zeiträume keine Daten liefern oder die Daten eine konstant mangelhafte Datenqualität aufweisen, so sollte die Möglichkeit bestehen, den gewährten Netzentgelttrabatt abzuschmelzen oder ganz auszusetzen. Dies halten wir für sinnvoll, um ausreichende Anreize für die Lieferung von möglichst guten Planungsdaten zu schaffen, welche im Systembetrieb mittel- und langfristig von relevanter Bedeutung werden können.

Erbringungskontrolle und Abrechnung

Die derzeitigen Überlegungen zum zukünftigen Mechanismus gehen im Vergleich zum Bestandsmodell mit einem deutlich höheren Aufwand für die betroffene Industrie, für Anschlussnetzbetreiber und ÜNB in der Umsetzung einher. Bei der Gewährung zusätzlicher Optionen muss deshalb berücksichtigt werden, dass weitere Optionen u.a. den Umsetzungs- und Prüfaufwand bei den betroffenen Netzbetreibern teils deutlich erhöhen können. Deshalb sollte stets darauf geachtet werden, dass Aufwand für Netzbetreiber und Nutzen für das Energiesystem in einem angemessenen Verhältnis zueinanderstehen.

Die 4ÜNB sehen deshalb insbesondere eine diskutierte kombinierte Signalgebung von ÜNBs und VNBs kritisch. Hier müssten zur Erbringungskontrolle und Abrechnung aufwändige Koordinierungsprozesse zwischen Netzbetreibern geschaffen werden. Unklar bleiben in den Orientierungspunkten der BNetzA zudem zahlreiche Fragestellungen zur Abrechnung und zur Erbringungskontrolle. Die 4ÜNB gehen zum aktuellen Zeitpunkt davon aus, dass die Abrechnung des individuellen Netzentgelts auch zukünftig sinnvollerweise durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber erfolgen sollte, da ihm die abrechnungsrelevanten Daten der betroffenen Industriekunden vollständig vorliegen.

Eine Reduktion des Aufwands kann bei der Vielzahl der Akteure zudem dadurch erreicht werden, wenn die 4ÜNB als alleiniger Signalgeber auftreten und somit an einer Stelle zentral alle betroffenen Signalstunden gesammelt werden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Aktuell können die 4ÜNB die Gewährung des Rabatts zudem durch Berechnung der Volllaststunden recht einfach prüfen. Dafür reichen die bereits von den VNB übermittelten Information zur Jahresarbeit und zur Spitzenleistung. Ohne zusätzliche Datenlieferungen wäre im neuen Mechanismus hingegen eine Plausibilisierung nicht mehr möglich.

Nicht zuletzt mit Blick auf eine Begrenzung des Aufwands plädieren die 4ÜNB daher dafür, auch im zukünftigen Modell an einem Jahresrabatt festzuhalten und nicht auf eine monatliche Rabattierung umzustellen. Durch den vorgeschlagenen linearen Anstieg des Rabatts kann sichergestellt werden, dass aus einer geringen Verfehlung der notwendigen Erbringung nicht ein kompletter Verlust der Netzentgeltrate resultiert. Hierfür ist eine Jahresbetrachtung sinnvoll.

Die 4ÜNB regen vor dem Hintergrund des Auslaufens der StromNEV an, die Finanzierung der Sondernetzentgelte über die Umlageseite ebenfalls neu auszurichten. Damit bietet sich die Chance, die Komplexität des gesamten Umlagesystems spürbar zu reduzieren. Dazu sollten sich aus Sicht der 4ÜNB in einer künftigen Festlegung die Regelungen zur Refinanzierung grundsätzlich an den bereits jetzt im Rahmen der KWKG- und Offshore-Netz-Umlage maßgeblichen Paragraphen im EnFG (Energiefinanzierungsgesetz) orientieren. Durch diese Vereinheitlichung kann eine zusätzliche Vereinfachung des Refinanzierungssystems erreicht werden.

Freiheitsgrade für 4ÜNB

Die 4ÜNB erachten es als sinnvoll, den allgemeinen Mechanismus an sich für längere Zeit stabil festzulegen um den entsprechenden Verbrauchern langfristige Rahmenbedingungen zu bieten. Gleichwohl sollten bei der konkreten Umsetzung des Mechanismus bestimmte Freiheitsgrade enthalten sein, um den Mechanismus bei Bedarf im laufenden Betrieb immer wieder an die vorherrschenden Gegebenheiten im Energiesystem anzupassen. Beispielsweise müssen Grenzwerte in den Prognosesystemen, bei denen Signale gesendet werden, kontinuierlich angepasst werden, um den vorgegebenen Stundenkorridor zu erreichen. Zudem sollten die 4ÜNB die Regionenanzahl und -zuschnitte je nach netztechnischen Bedarfen mit Beginn einer neuen Abrechnungsperiode verändern können. Die Ausgestaltung der Methodik und exakte Parametrierung könnte in einem zyklischen Monitoringprozess mit den jeweils geltenden systemischen Anforderungen abgeglichen werden. Fest verankert sein sollte hingegen der Stundenkorridor, um hier Planungssicherheit sowie Rechtssicherheit für alle Akteure zu schaffen.

Pilotprojekte

Die 4ÜNB begrüßen es, dass bereits seit Anfang des Jahres Pilotprojekte mit der Industrie und unter Einbezug von Netzbetreibern gestartet wurden, um die verschiedenen diskutierten Mechanismen nun in der Praxis zu testen. Folgende Dinge sollten die jeweiligen Stakeholder aus Sicht der 4ÜNB im Rahmen der Pilotprojekte gezielt betrachten, um die nötigen Ableitungen für das zukünftige Sondernetzentgelt treffen zu können:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Industrie	<ul style="list-style-type: none">• Flexibilitätspotenziale identifizieren und signalbasiert nutzen• Erfahrungen in der Vermarktung von Flexibilitätspotenzialen sammeln• Herausforderungen in der gesicherten Erbringung von Flexibilität identifizieren und geeignete Maßnahmen zur Lösung von Problemen erstellen
Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none">• Erstellung von Signalen testen, Signale kalibrieren• Konsequenzen aus dem flexiblen Verhalten der Industriekunden für das eigene Netz in der Praxis genauer untersuchen• Erfahrungen in der Erbringungskontrolle sammeln
BNetzA	<ul style="list-style-type: none">• Erfahrungen von Industrie und Netzbetreibern sammeln und in die konkrete Festlegung einfließen lassen• Kalibrierung von Referenzwerten, Erfüllungskriterien und der jeweils gewährten Rabatthöhe

Aus Sicht der 4ÜNB ist es zudem sinnvoll, auch in den nachfolgenden Jahren 2027 und 2028 weitere Pilotprojekte mit den derzeit bereits beteiligten Unternehmen durchzuführen, um zum einen die bis dahin weiter konkretisierte Ausgestaltung des zukünftigen Sondernetzentgelts in der Praxis zu testen und zum anderen um den interessierten Unternehmen auch weiterhin bereits vor Inkrafttreten der neuen Regelung die Erbringung von Flexibilität im Rahmen der entsprechenden Signale, aber auch darüber hinaus zu ermöglichen.

4. Beantwortung der Fragen aus den Orientierungspunkten

Frage 1.1: Welche tatbestandliche Eingrenzung wäre für eine an das Pooling angelehnte Regelung im AgNes-Modell sinnvoll?

Die 4ÜNB plädieren dafür, sich an den bisherigen Pooling-Regelungen nach § 17 (2a) StromNEV zu orientieren. Eine Erweiterung scheint den 4ÜNB nicht sinnvoll.

Frage 1.2: Wie können diese Eingrenzungen möglichst bürokratiearm erfasst werden?

Die 4ÜNB plädieren an dieser Stelle für Lösungen, die sich möglichst stark an den bisherigen Pooling-Kriterien orientieren. Ausnahmebestände sollten möglichst gering gehalten werden.

Frage 1.3: Wäre eine Regionalisierung ein funktionsfähiger Ersatz für das bisherige Pooling-Modell?

Aus Sicht des Übertragungsnetzes sind Regionalisierungsansätze, die das öffentliche Netz nutzen, nicht erstrebenswert.

Frage 1.4: Gäbe es andere Lösungen, um auf einfacherem Wege eine ungewollte Erhöhung der Netzentgelte bei einer Umstellung auf Kapazitätsentgelte und Wegfall der Leistungsbeurteilung zu vermeiden?

Die 4ÜNB plädieren für Regelungen ähnlich zum heutigen Pooling auch nach Umstellung auf die Kapazitätsentgelte.

Frage 1.5: Welche Herausforderungen werden bei der Entgeltermittlung für verschiedene Netznutzer in Industrienetzen gesehen?

--- keine 4ÜNB-Antwort ---

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Frage 2.1: Welche Übergangsregelung für die bisherigen industriellen atypischen Netznutzungen wäre angemessen?

--- keine 4ÜNB-Antwort ---

Frage 3.1: Welche relativen Mindestpreisspreads in den Day-ahead Preisen sollten dem Reaktionserfordernis vorausgesetzt werden? Oder sollten auf Basis von EPEX-Spotmarktpreisen Stundenfenster veröffentlicht werden?

Die 4ÜNB halten es für sinnvoll, anstelle von Preissignalen auch für eine drohende Systemunter- und -überdeckung auf Signale aus den Systemen der ÜNB zu setzen. Tage mit entsprechenden Mindestspreads können die entsprechenden Situationen teils nicht angemessen adressieren. Berücksichtigt werden muss dabei insbesondere, dass sich die heutigen Muster in der Day-Ahead-Zeitreihe in den letzten Jahren stark gewandelt haben und dies auch zukünftig tun werden. Sollte die BNetzA auf entsprechende Preissignale setzen, so müsste hier bei der Wahl von Spreads oder Preishöhen regelmäßig nachskaliert werden.

Bedacht werden sollte zudem, dass Strompreise nicht alleinig Knappheit signalisieren. So sind die höheren Strompreise in den Abendstunden aktuell in erster Linie eine Folge der höheren Gaspreise resultierend aus den laufenden geopolitischen Auseinandersetzungen.

Frage 3.2: Sollten Verteilnetzbetreiber die Option bekommen, als Netzsignalgeber zu agieren oder sollte diese Rolle zunächst zentral bei den Übertragungsnetzbetreibern verbleiben? Sind noch andere Stellen vorstellbar?

Die 4ÜNB schlagen vor, diese Rolle zunächst allein auszuführen. Sofern Verteilnetzbetreiber Signale liefern, sollte dies auf optionaler Basis geschehen. Eine Verpflichtung von VNBs zur Erstellung entsprechender Signale sehen wir in Anbetracht des hohen Aufwands, der damit für die betroffenen Unternehmen verbunden sein kann, problematisch.

Sofern von den VNB gewünscht, kann über ein Vetorecht zur Einschränkung der ÜNB-Signale nachgedacht werden. Sofern die VNB selbst Signalgeber werden wollen, schlagen die ÜNB vor, dass die betroffenen VNB die Rolle des Signalgebers vollständig übernehmen. Dadurch kann der Koordinationsaufwand zwischen ÜNBs und VNBs vermieden werden.

Frage 4.1: Wie könnte eine Rabattstaffelung unter Berücksichtigung der relativen Lastflexibilität, der möglichen Erbringungsdauer und der erforderlichen Vorlaufzeit für die Reaktion ausgestaltet werden?

Der zentrale Rabatt soll zukünftig in Abhängigkeit der relativen Lastflexibilität gegeben werden. Eine Variation von Erbringungsdauer und Vorlaufzeit geht mit einem erhöhten Aufwand bei den 4ÜNB einher. Hier sollten allgemeingültige, realistische Werte festgelegt werden, die für alle Unternehmen gelten. Eine Staffelung würde damit entfallen. Ausführlichere Darstellungen finden sich in Kapitel 3.

Frage 4.2: Welcher Ermessensspielraum sollte den Netzbetreibern gegeben werden, die Reaktionserfordernisse und die Rabattstaffelung zu gestalten?

Die 4ÜNB halten es für sinnvoll, dass zentrale Aspekte zur Rabattstaffelung und zur Reaktionserfordernis von der BNetzA vorgegeben werden. Insbesondere in Anbetracht der zu erwartenden beihilferechtlichen Prüfung sollte dieser Punkt nicht den Netzbetreibern obliegen. An anderen, weniger kritischen Stellen halten die 4ÜNB jedoch Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung für sinnvoll. Ausführlichere Beschreibungen dazu finden sich in Kapitel 3.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 03.06.2026

Frage 4.3: Sollte eine größere Range der Rabatte ermöglicht werden, um auch für geringere Flexibilitätsleistungen (z.B. längere Vorlaufzeiten, geringere prozentuale Lastveränderung, nicht-symmetrische Flexibilität) geringere Rabatte zu erlauben?

Die 4ÜNB halten eine größere Range für sinnvoll, woraus auch geringere prozentuale Rabatte als aktuell resultieren könnten. Dadurch entfallen die heute so problematischen Sprungstellen. Eine größere Range sorgt jedoch gleichzeitig auch dafür, dass ein größerer Teil der Unternehmen die Möglichkeit der Rabattierung in Anspruch nehmen kann, was zu einem Anstieg des zu wälzenden Betrags über die Umlage führen würde. Wichtig erscheint uns auch die Komplexität der notwendigen Abrechnung im Auge zu behalten. Um dem gerecht zu werden, sollte sich die Range ausschließlich auf die prozentuale Lastveränderung beziehen, während die anderen genannten Stellschrauben fixiert werden.

Frage 5.1: Welcher Ansatz ist für die Bildung der Referenzlast am besten geeignet?

Die 4ÜNB sehen zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansätze zur Bildung von Referenzlasten. Entweder ergibt sich die Referenzlast aus der gemessenen Zeitreihe oder auf Basis von Planungsdaten der jeweiligen Unternehmen. Beide Ansätze haben gewisse Vor- und Nachteile. Im weiteren Prozess muss geprüft werden, welcher der beiden Ansätze die Referenzlast besser abbilden kann und welche Aufwände bei Industrie und Netzbetreibern jeweils damit verbunden sind. Verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten wurden in Kapitel 3 dargestellt. Für eine Festlegung auf eine konkrete Methodik müssen Expertengespräche geführt, wie auch Datenanalysen durchgeführt werden.