



Industriernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

22. April 2026

Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

1. Einleitung

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat gemäß § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) nach Außerkrafttreten der StromNEV unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3 am 12.05.2025 eröffnet. Das zuvor durch die Beschlusskammer 4 eröffnete Verfahren zur Reform der Industriernetzentgelte wurde sodann in das AgNes-Verfahren integriert. Nachdem im Sommer 2025 ein Diskussionspapier zur Ausgestaltung der allgemeinen Netzentgeltsystematik konsultiert sowie in einem Workshop am 2. und 3. Juni 2025 mit der Öffentlichkeit diskutiert wurde, hat die Große Beschlusskammer in den Monaten September 2025 bis März 2026 ihren aktuellen Arbeitsstand zu verschiedenen Aspekten in Orientierungspunktepapieren veröffentlicht. Auch hierzu wurden Diskussionen in Expertenworkshops durchgeführt.

Im vorliegenden Papier werden die aktuellen Überlegungen zur allgemeinen Netzentgeltsystematik sowie zu Sondernetzentgelten für Industrie und Gewerbe zusammengeführt und ihre Wirkungen gesamtheitlich betrachtet.

2. Zusammenfassung

- Das AgNes-Grundmodell soll im Grundsatz auch für Gewerbekunden und die stromintensive Industrie gelten. Damit sollen perspektivisch grundsätzlich Kapazitäts- und Arbeitspreise sowie dynamische Netzentgelte zur Anwendung kommen.
- Industrielle Letztverbraucher mit einer konstant hohen Abnahme werden sich im Entgelt mit Finanzierungsfunktion zunächst tendenziell durch ein bandlastförmiges Verhalten knapp unterhalb der gewählten Kapazität optimieren. Die Kapazität dürfte knapp oberhalb der erwarteten Höchstlast gewählt werden. Eine Verhaltensveränderung ist nicht zu erwarten, wird durch das Entgelt mit Finanzierungsfunktion aber auch nicht intendiert.
- Die Wirkung und damit die Anwendungsnotwendigkeit eines Entgelts mit Anreizfunktion ist bei den stromintensiven Industrien nochmals zu hinterfragen. Ob sich für Industriekunden eine Be- oder Entlastung aus dem vorzeichengerechten dynamischen Netzentgelt ergibt, hängt stark vom Standort des Industriekunden ab. Vor einer endgültigen Einführung der dynamischen Netzentgelte ist daher deren Erforderlichkeit und deren Wirkung auf den Produktions- und Dienstleistungsmärkten zu klären. Zeit dafür ist vorhanden, da die Große Beschlusskammer eine gestaffelte Einführung dynamischer Netzentgelte beabsichtigt.
- Durch das Modell der Großen Beschlusskammer zur letztverbrauchsgeschlüsselten Kostenwälzung werden sich teilweise bereits erhebliche Entgeltentlastungen der bisherigen Bandlastabnehmer ergeben, da zuvor diesen Kunden zugeordnete Kosten verstärkt durch Kunden in der Niederspannung getragen werden. In der Hochspannung sinken dadurch die allgemeinen Netzentgelte um 20% bis 80%. Auch in der Umspannebene Hochspannung / Mittelspannung und in der Mittelspannung sind überwiegend Entgeltsenkungen zu erwarten. Dies ist bei der Festlegung der Rabatthöhe für ein künftiges Sondernetzentgelt für stromintensive Industriekunden zu berücksichtigen. Ziel der Industrienetzentgelte ist nicht, eine bestimmte prozentuale Rabatthöhe zu erreichen. Vielmehr geht es darum, durch die Aussicht auf eine in der Gesamtschau angemessenen monetären Entlastung sinnvolle Anreize zu setzen.
- Eine Nachfolgeregelung für die sog. Atypik nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist aktiv nicht vorgesehen. Die Große Beschlusskammer hält aber eine übergangsweise Verlängerung für Bestandsunternehmen mit einem Mindestverbrauch von 10 GWh unter gewissen Modifikationen für diskutabel.
- Hinsichtlich des geplanten Sondernetzentgelts zum Flexibilitätsanreiz bei stromintensiven Industriekunden hat die Große Beschlusskammer eine Reihe von Pilotprojekten initiiert, durch die zusätzliche Erkenntnisse für die Parametrierung gewonnen werden sollen. Im Rahmen der Pilotprojekte wurden zunächst zwei Modellalternativen getestet, wobei eine Alternative Reaktionen auf Netzsignale und die andere Alternative Reaktionen auf Strommarktsignale zum Gegenstand hat.
- Die Bemühungen der Großen Beschlusskammer, auch eine dritte Variante zu testen konkretisieren sich, die Überlegungen hierzu sind aber zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Papiers noch nicht finalisiert.
- Aus der Vorbereitung der Pilotprojekte sowie der Konsultation des Diskussionspapiers aus dem September 2025 hat die Große Beschlusskammer einen Ansatz entwickelt, der die Schwächen der im September 2025 vorgestellten Modelle aufhebt und ihre Stärken in einem einheitlichen Modell vereint. Vorgesehen ist ein Sondertatbestand, der einen flexiblen Einsatz sowohl zu netz- als auch zu systemdienlichen Zwecken anreizt. Flexible Einsätze müssen dabei nicht täglich erfolgen, sondern in Engpasssituationen oder bei einer besonderen Systembelastung durch sehr hohe oder sehr niedrige Nachfrage-Erzeugungsrelationen, die sich durch entsprechend niedrige oder hohe Preise kennzeichnet.
- Insbesondere im industriellen Kontext spielt in der heutigen Systematik oftmals das Pooling eine große Rolle. In einem System mit Kapazitätspreisen ist das Pooling in der bisherigen Form nicht möglich. Eine adäquate Nachfolgeregelung wäre jedoch denkbar. Naheliegend ist

eine gemeinsame Kapazitätswahl und -nutzung durch verschiedene Entnahmestellen desselben Netznutzers.

3. Allgemeine Netzentgeltsystematik für die stromintensive Industrie

Das Grundmodell für die allgemeine Netzentgeltsystematik wurde in den Orientierungspunkten zu den Netzentgeltkomponenten vom 20.11.2025 und zur dynamischen Netzentgeltkomponente vom 17.12.2025 dargestellt. Dieses Grundmodell soll grundsätzlich für alle Netznutzer gelten, also auch für Gewerbe und stromintensive Industriekunden. Soweit diese kein individuelles Netzentgelt vereinbaren, wird das Grundmodell maßgeblich für ihre Netzentgeltbelastung sein. Sofern sie ein individuelles Netzentgelt vereinbaren, sei es – in der Übergangsphase bis zu dessen endgültiger Aufhebung – ein Entgelt nach § 19 Abs. 2 StromNEV oder ein noch festzulegendes künftiges Sondernetzentgelt für Industriekunden, bleibt das Grundmodell ebenso relevant. Denn die Rabatthöhe ist in diesen Fällen mit dem allgemeinen Netzentgelt verknüpft, das sich eben nach dem Grundmodell ermittelt. Vor diesem Hintergrund werden die Wirkungen des Grundmodells für stromintensive Letztverbraucher dargestellt.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Das Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion setzt sich aus einer Kapazitäts- und einer Arbeitskomponente zusammen. Der Netznutzer kann seine Kapazität dabei frei wählen. Sofern er mit seiner Last innerhalb der gewählten Kapazität bleibt, greift der Arbeitspreis 1 (AP1). In Zeiten, in denen die gewählte Kapazität überschritten wird, greift der höhere Arbeitspreis 2 (AP2). Ziel dieses Modells ist es, im Vergleich zum bisherigen System aus Leistungs- und Arbeitspreis mehr Raum für Flexibilität zu gewähren. Überschreitungen der gewählten Kapazität führen nicht zu einer Erhöhung des Kapazitätspreises, Flexibilität wird insofern nicht „bestraft“. Durch den höheren AP2 wird jedoch eine Kapazitätsschonung angereizt. Der Netznutzer kann sich in diesem System optimieren.

Kapazitätsnutzung durch stromintensive Produktionsanlagen

Als stromintensiv werden gemeinhin Verbraucher angesehen, die den Industriezweigen Chemie, Papier, Metall, Stahl und Glas angehören. Auch die Kunststoffproduktion zählt dazu. In den letzten Jahren sind vermehrt Rechenzentren angeschlossen worden, die ebenfalls sehr hohe Verbräuche verzeichnen. Die Stromintensivität wird in § 19 Abs. 2 StromNEV am Jahresverbrauch festgemacht. Von der Bandlastregelung nach § 19 Abs. 2 S. 2 - 4 StromNEV kann Gebrauch machen, wer an einer Abnahmestelle im Jahr über 10 GWh verbraucht. Die Verbräuche steigen jedoch durch die Elektrifizierung von Prozessen stetig und liegen teils deutlich über dieser Schwelle. Gemein ist diesen Branchen jedenfalls, dass sie aufgrund ihrer „natürlichen“ Produktionsprozesse zu einem eher kontinuierlichen Abnahmeverhalten innerhalb gewisser, nicht sehr großer Schwankungen tendieren. Größere Lastveränderungen werden in vielen Fällen auch deshalb vermieden, um Abnutzung oder Schäden an den Produktionsanlagen oder eine Verschlechterung der Produktqualität zu verhindern. Zudem haben sich viele der diesen Branchen angehörigen Unternehmen gerade wegen der Bandlastregelung seit Jahren auf ein ganz starres Abnahmeverhalten hin optimiert.

Deshalb ist anzunehmen, dass stromintensive Letztverbraucher im neuen System ihre Kapazität so wählen werden, dass sie diese möglichst nicht überschreiten, sondern mit ihrer produktionsbedingt kontinuierlichen Last eher ganzjährig knapp darunter fahren. Eine Ausnahme bildet möglicherweise die Stahlindustrie. Ihre Prozesse sind mitunter durch sehr hohe Lastspitzen und vergleichsweise geringe Jahresbenutzungsstunden geprägt. Deshalb können Stahlunternehmen in der Regel auch nicht von der Bandlastregelung profitieren. Hier ist es naheliegend, dass eine Kapazität gewählt wird, die die teils sehr hohen Lastspitzen der zum Einsatz kommenden Elektrolichtbogenöfen nicht voll abdeckt. Insgesamt ist davon auszugehen, dass das Entgelt mit Finanzierungsfunktion keine Veränderungen des Abnahmeverhaltens stromintensiver Letztverbraucher bewirken wird. Allerdings haben die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion auch nicht das

primäre Ziel Anreize zu setzen. Angestrebt ist „lediglich“ die bisherigen flexibilitäts-hemmenden Anreize der Leistungsbepreisung zu vermeiden.

Industriernetze

Industrieller Letztverbrauch ist in der Praxis oft nicht unmittelbar an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen. Häufig finden sich Letztverbräuche verschiedener Netznutzer in sog. Industriernetzen, die teils als geschlossene Verteilernetze oder als Kundenanlagen betrieben werden. Neben Letztverbrauchern sind hier oft auch Erzeugungsanlagen und Speicher angeschlossen. Das Entgelt mit Finanzierungsfunktion muss hier für die Verbräuche verschiedener Netznutzer separat abrechenbar sein. Gleichzeitig gibt es Entnahmestellen desselben Netznutzers, die heute gepoolt werden und – wie oben angedacht – optional auch künftig zusammengefasst werden könnten. In der aktuellen Praxis finden sich auch Konstellationen, in denen Netznutzer ihren Verbrauchslastgang durch eine kaufmännisch-bilanzielle Betrachtung mit der Einspeisung durch ihre Erzeugungsanlage optimieren. Es soll sichergestellt werden, dass diese Konstellationen auch in der künftigen Entgeltsystematik durch entsprechende Messkonzepte abbildbar sind.

Zusammenfassung von Entnahmestellen nach Einführung von Kapazitätsentgelten

Industriestandorte kennzeichnen sich dadurch, dass sie häufig mehrere Übergabestellen haben. Nicht nur, aber insbesondere in diesem Kontext spielt in der aktuellen Netzentgeltsystematik das sog. Pooling eine wichtige Rolle. Das Pooling ist in § 17 Abs. 2a StromNEV angelegt. Die Regelung sieht vor, dass unter bestimmten Voraussetzungen mehrere Entnahmestellen bei der Ermittlung des Leistungspreises zu einer Entnahmestelle zusammengefasst werden. Für eine Reserveübergabestelle, an der nur kurz bei Wartung oder anderen Begebenheiten eine Lastübertragung erfolgt, müsste sonst der volle Leistungspreis bezahlt werden. Typischerweise werden die Übergabestellen (auch aus Versicherungsgründen) aus unterschiedlichen Netzknoten versorgt. Durch diese Zusammenfassung wird die Belastung aus dem Leistungspreis für diese Entnahmestellen verringert, wenn ihre zeitgleiche Jahreshöchstlast geringer ist als die Summe ihrer zeitungleichen Jahreshöchstlasten. Insbesondere an Industriestandorten optimieren Unternehmen durch das Pooling ihre Entgeltbelastung. Auf ein System mit Kapazitätspreisen kann diese Logik nicht ohne weiteres übertragen werden. Denn die Jahreshöchstlast ist hier nicht maßgeblich für die leistungsbezogene Bepreisung, sondern die festgelegte Kapazität. Damit ist ein Pooling im Sinne der StromNEV im AgNes-Modell schwierig. Im AgNes-Grundmodell wäre es jedoch denkbar, unter ähnlichen tatbestandlichen Voraussetzungen wie beim Pooling, mehreren Entnahmestellen eine gemeinsame Bestellkapazität zuzuordnen. Hierdurch bestünde möglicherweise eine größere Flexibilität, die jeweiligen Lastgänge in das System aus KP, AP1 und AP2 zu optimieren, als wenn jede Entnahmestelle separat betrachtet wird.

Beispiel: Ein Letztverbraucher erreicht an Entnahmestelle A Lasten von bis zu 10 MW und an Entnahmestelle B Lasten von bis zu 20 MW. Um nicht mit dem AP2 bepreist zu werden, müsste er für die eine der beiden Entnahmestellen eine Kapazität von 10 MW sowie für die andere eine Kapazität von 20 MW bestellen, in Summe also 30 MW. Zeitgleich übersteigen die Lasten von A und B niemals oder sehr selten 25 MW. Bei einer gemeinsamen Betrachtung der Entnahmestellen würde daher eine Bestellkapazität von 25 MW genügen, um nicht in den AP2 zu „rutschen“.

Die Zusammenfassung von Entnahmestellen sollte einem Letztverbraucher jedoch nicht ohne tatbestandliche Eingrenzung zugänglich werden. Das AgNes-Modell adressiert, sowohl mit den Finanzierungs- als auch mit den Anreizentgelten, die Wirkung des Nutzungsverhaltens auf das Netz. Entnahmestellen sollten also, wie auch beim Pooling, nur zusammengefasst werden können, wenn ihnen sinnvoll eine gemeinsame Kapazität zugeschrieben werden kann. Dies ist – in Entsprechung zu den technischen Grundgedanken des § 17 Abs. 2a StromNEV – dann der Fall, wenn sie Bestandteil desselben Netzknotens sind oder bei Vorliegen einer kundenseitigen galvanischen Verbindbarkeit an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind. In diesem Falle wäre es

kein Problem, immer schlicht die Last bzw. den Bezug an der Netzanschlussstelle zu betrachten. Oftmals ist an Industriestandorten jedoch nicht nur ein Letztverbraucher angesiedelt, sondern viele Entnahmestellen mehrerer Letztverbraucher, die nicht zusammengefasst werden können. Eine gemeinsame Betrachtung der Wirkung auf das Netz muss jedoch nicht zwingend nur für Entnahmestellen sinnvoll sein, die an denselben Netzknoten knüpfen. Vielmehr stellt sich die Frage, ob eine von der Logik des § 17 Abs. 2a StromNEV abweichende Systematik sachgerechter wäre.

Einsatz von Speichern an Industriestandorten

Ähnliche Gedankengänge könnten für eine kumulierte Betrachtung der Lastgänge von Speichern und Verbrauchsanlagen angestellt werden. Speicher werden innerhalb der aktuellen Netzentgelt-systematik teils eingesetzt, um die Abnahme zu glätten, also Lastspitzen zu verhindern, die eine Erhöhung des Leistungspreises hervorrufen würden. Ähnlich könnten Speicher auch im AgNes-Grundmodell im industriellen Kontext Einsatz finden, um etwa eine Überschreitung der Bestellkapazität, und damit das Greifen des AP2, zu verhindern. Für Speicherverbräuche, die der Lastgangoptimierung dienen, muss sichergestellt werden, dass sie diesem Einsatzzweck entgeltseitig zugeordnet werden können. Gleiches gilt für Speicher, die zur Erfüllung von Flexibilitätsanforderungen eines möglichen künftigen Sondertatbestands eingesetzt werden. Bei einer strikten Trennung der Mengen von Letztverbrauch und am selben Netzanschlusspunkt allokierten Speichern, wäre eine Lastgangoptimierung des Letztverbrauchs durch Speicher nicht mehr möglich.

Fragen

- Welche tatbestandliche Eingrenzung wäre für eine an das Pooling angelehnte Regelung im AgNes-Modell sinnvoll?
- Wie können diese Eingrenzungen möglichst bürokratiearm erfasst werden?
- Wäre eine Regionalisierung ein funktionsfähiger Ersatz für das bisherige Pooling-Modell?
- Gäbe es andere Lösungen, um auf einfacherem Wege eine ungewollte Erhöhung der Netzentgelte bei einer Umstellung auf Kapazitätsentgelte und Wegfall der Leistungsbeurteilung zu vermeiden?
- Welche Herausforderungen werden bei der Entgeltermittlung für verschiedene Netznutzer in Industrienetzen gesehen?

Netzentgelte mit Anreizfunktion

Das Netzentgelt mit Anreizfunktion ist als dynamischer, vorzeichengerechter Arbeitspreis konzipiert, der mit dem Entgelt mit Finanzierungsfunktion kumuliert wird. Es soll Reaktionen auf Engpassituationen anreizen, welche zu einem netzkostensenkenden Nutzungsverhalten führen. Das Signal wird nur dann gegeben und wirkt nur, sofern dies situativ und räumlich erforderlich ist. Engpassverschärfendes Verhalten führt zu einem positiven Entgelt, engpassmilderndes Verhalten zu einem „negativen“ Entgelt. „Negative“ Entgelte sind Zahlungen des Netzbetreibers an den Netznutzer, für diesen also Erlöse. Die Große Beschlusskammer steht intuitiveren Formulierungsvorschlägen offen gegenüber.

Zur Erreichung der angestrebten Effekte auf das Netz, muss das Entgelt mit Anreizfunktion möglichst kurzfristig, allerdings in jedem Falle vor dem day ahead-Spotmarktpreisen festgelegt werden, um Verzerrungen der zeitlich gestaffelten Strommärkte und Gaming-Effekte zu vermeiden. Je nach Netzbedarf ist eine viertelstündliche Granularität vorstellbar.

Die Frage, wann Netzbetreiber in der Lage sein werden, ein solches Anreizentgelt für alle Kundengruppen treffgenau auszutarieren, ist noch nicht geklärt. Die Große Beschlusskammer ist derzeit weiterhin der Meinung, dass eine Einführung zunächst auf den obersten Netzebenen und bei Speichern erfolgen soll, die dann anschließend auf Netzebenen bis zur Mittelspannung und auf

Einspeiser ausgeweitet werden soll. Erst danach ist eine Ausdehnung auf Verbraucher vorgesehen. Zeitlich ist der erste Schritt frühestens 2029, eher 2030 vorgesehen. Bei den weiteren Schritten dürfte der Zeithorizont in den Jahren 2033 bis 2035 liegen. Das ist kein Idealbild, aber den Realitäten des deutschen Energiesystems und dem – bedingt durch dessen Kleinteiligkeit – hohen Aufwand bei der Bereitstellung und Interoperabilität der nötigen Software geschuldet.

Daher besteht ausreichend Zeit, sich mit der Frage zu beschäftigen, ob dynamische Netzentgelte sinnvoll auf stromintensive Verbraucher angewendet werden können. Reaktionen auf ein kurzfristiges und feingranulares dynamisches Netzentgelt könnten schwierig sein, auch wenn die durchaus vorhandenen Flexibilitätspotentiale realisiert werden. Denn industrielle Produktionsprozesse werden grundsätzlich technisch- und kostenoptimiert gestaltet und können nur in einem gewissen, durchaus branchen- und unternehmensspezifischen Umfang flexibilisiert werden. Dabei sind Vorlaufzeiten für die Planung der Lastveränderungen erforderlich und müssen hinreichende Zeiträume für einen maschinen- und produktschonenden Anpassungsvorgang gewährleisten. Selbst mit dem Einsatz von Speichern könnte i.d.R. allenfalls ein geringer Teil der Last stärker flexibilisiert werden. Diese Punkte sind in der Diskussion um ein Sondernetzentgelt für Industriekunden zum Anreiz flexibleren Verhaltens bereits umfassend beleuchtet worden.

Darüber hinaus hängt die praktische Folge auch von der historischen Standortwahl ab. So würde ein stromintensiver Verbraucher mit einem Standort vor einem horizontalen Engpass durch das Entgelt mit Anreizfunktion in aller Regel Erlöse erzielen. Für den stromintensiven Verbraucher, der geographisch hinter einem horizontalen Engpass gelegen ist, käme es in der Regel zu zusätzlichen Kosten aus dem Entgelt mit Anreizfunktion. Dies könnte man als „natürliche“ Folge eines netzorientierten dynamischen Netzentgelts hinnehmen. Zumal sich die Lage und der Umfang der Engpässe auf Grund fortschreitenden Netzausbaus sowie durch Zubau von Erzeugungsanlagen ebenso wie durch Zubau neuer Lasten im Zuge der Elektrifizierung des Energiesystems auch ständig ändern wird. Der Umstand, dass sich die Entgeltbelastung für alle diejenigen erhöht, die auf einen Anreiz nicht reagieren, wohnt der Idee eines dynamischen Netzentgeltanreizes ja gerade inne. Allerdings sprechen gewichtige Argumente dafür, für energieintensive Verbraucher eine Ausnahme zu treffen. Insbesondere können sich aus der standortbezogenen Zufälligkeit der Folgen des dynamischen Netzentgelts erhebliche Belastungen ergeben, die mit den Zielen einer Erhaltung eines angemessenen Netzkostenniveaus in Form von Industrienetzentgelten in Konflikt geraten könnten.

Wie eingangs geschildert, gilt es die Frage im Auge zu behalten; eine Entscheidung wird frühestens im Jahr 2031 anstehen.

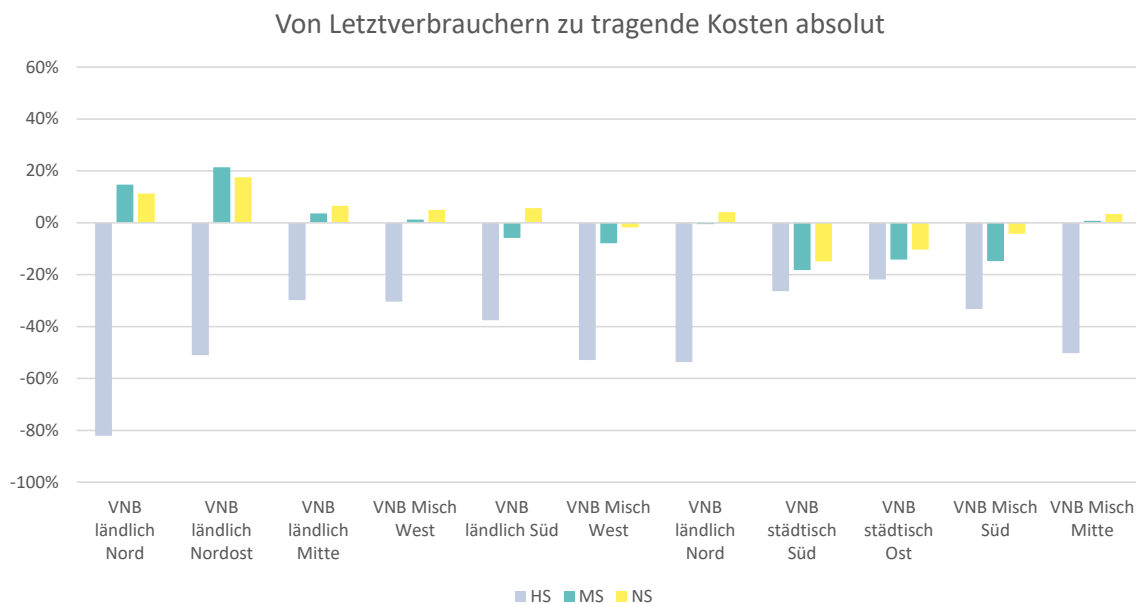
Verhältnis Sondernetzentgelt zum Grundmodell

Ein künftiges Sondernetzentgelt soll, analog zur Logik des § 19 Abs. 2 StromNEV, einen prozentualen Rabatt auf das allgemeine Netzentgelt ermöglichen. Das Grundmodell regelt die Ermittlung der allgemeinen Netzentgelte und ist – soweit es wie oben dargestellt auf sie angewendet wird – deshalb auch relevant für die Netzentgeltbelastung von Verbrauchern, die von diesem Sondernetzentgelt Gebrauch machen werden.

Rabathöhe für eine neue Regelung

Die Höhe des prozentualen Rabatts hängt vor allem davon ab, welchen Wert die tatbestandlich vorausgesetzte Gegenleistung für das Energieversorgungssystem hat. Ein angemessenes Verhältnis zwischen diesen tatbestandlichen Anforderungen und der Rechtsfolge ihrer Erfüllung ist beihilferechtlich zwingend erforderlich. Auch der Grundsatz der Kostenorientierung nach Art. 18 VO (EU) 2019/943 macht es notwendig, dass keine Rabatte ohne hinreichenden Gegenwert zustandekommen. Hierdurch wird u.a. sichergestellt, dass die übrigen Netznutzer durch einen Sondertatbestand nicht unverhältnismäßig belastet werden.

Atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV können heute bis zu 80% Rabatt erreichen. Für Bandlastnutzer im Sinne von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV kann der Rabatt sogar 90% erreichen. Ähnliche Rabatthöhen sind auch für ein künftiges Sondernetzentgelt möglich. Bei der Festlegung der Rabatthöhe müssen aber auch etwaige Veränderungen in der Ermittlung der Bemessungsgrundlage vom Status quo der StromNEV hin zu AgNES berücksichtigt werden. Im Orientierungspunktepapier zur Kostenwälzung vom 05.03.2026 hat die Große Beschlusskammer ein Konzept für die Kostenkaskadierung unter einer Schlüsselung nach den Letztverbrauchsmengen vorgestellt. Bei Umsetzung dieses Konzepts würde eine deutliche Kostenumverteilung im Vergleich zum Status quo stattfinden (vgl. Orientierungspunkte zur Kostenwälzung, S. 12 f.):



Wie die Grafik zeigt, würde insbesondere der Kostenanteil der Hochspannung sich bundesweit deutlich verringern, um ca. 20% bis 80%. Von den 555 Entnahmestellen, an denen heute von der Bandlastregelung Gebrauch gemacht wird, befinden sich 68 in der Hochspannungsebene¹. Die Entgeltreduktion aus der Bandlastregelung beträgt dabei im Jahr 2026 für diese 68 Entnahmestellen voraussichtlich ca. 242 Mio. EUR. Der prozentuale Rabatt liegt bei dieser Gruppe aufgrund des Zusammenspiels aus Benutzungsstundenregel und physikalischem Pfad bei einem Durchschnittswert von ca. 76%. Bei einer Festlegung der Netzentgeltreduzierung durch einen neuen Sondertatbestand in vergleichbarer prozentualer Höhe zur Regelung des § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV würden naturgemäß Veränderungen im Vergleich zum Status quo eintreten. Berechnungen zeigen, dass bei einer Senkung der Bezugsgröße durch die neue Kostenwälzung zwischen 20% und 80% für bisherige Bandlastabnehmer in der Hochspannung durch das kumulierte Wirken mit einem Sondernetzentgelt und einer Rabattstaffelung wie in § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV von aktuell durchschnittlich 76% um 8 bis 22 Prozentpunkte auf 84% bis 98% steigen würde. Für eine exemplarische Rechnung sei angenommen, dass

- nur die bisherigen Bandlastprofiteure von dem künftigen Sondernetzentgelt Gebrauch machen können werden,

¹ Quelle hierfür und für das Folgende: Datenmeldung der ÜNB zur Bildung des Aufschlags für besondere Netznutzung 2026 an die Bundesnetzagentur.

- die durchschnittliche Kostenentlastung in der Hochspannungsebene aus der vorgesehenen Kostenwälzung 50% im Vergleich zum Status quo betragen wird und
- der durchschnittliche Netzentgeltrabatt aus der neuen Regelung 85% betragen wird.
- Die allgemeinen Netzentgelte (vor Rabattierung) für die 68 betrachteten Unternehmen betragen gem. Netzbetreiberprognosen in Summe 317.357.345 EUR.

Basierend auf den Netzentgeltniveaus 2026 würde sich hieraus schon eine zusätzliche Entgeltreduzierung von ca. 69 Mio. EUR ergeben.

$$\frac{317.357.345}{0,76} * 0,165 = 68.899.945$$

Damit würde sich eine deutliche zusätzliche Entlastung der Unternehmen in der Hochspannung ergeben. Denn auch kleinere Industriebetriebe erfahren in vielen Fällen eine Entlastung im Vergleich zum jetzigen System, da der Kostenanteil auch bis hin zur Mittelspannung in den meisten Regionen zurückgehen würde. Das Gros der heutigen Bandlastprofiteure ist an die Mittelspannung (283) oder an die Umspannebene Hochspannung / Mittelspannung (149) angeschlossen. Hier würde jedoch nicht in allen Fällen eine (zusätzliche) Entlastung aus der vorgesehenen Kostenwälzung entspringen. Auch werden die Effekte deutlich geringer sein, als in der Hochspannungsebene. Diese Ergebnisse sind nicht zufällig, sondern durchaus sachgerecht. Denn sie entspringen einer kostenreflexiven Wälzung zwischen Netzebenen nach dem netzbezogenen Letztverbrauch, der für die Netzdimensionierung bestimmend ist.

Die Veränderungen durch die angepasste Kostenwälzung sind bei der Festlegung der Rabatthöhe für ein Sondernetzentgelt zu berücksichtigen. Ziel ist es nicht, eine bestimmte prozentuale Rabatthöhe im Vergleich zum Status quo zu erreichen. Vielmehr geht es darum, durch die Aussicht auf eine in der Gesamtschau angemessene monetäre Entlastung sinnvolle Anreize zu setzen. Vor diesem Hintergrund und in Ansehung europarechtlicher Grundsätze wie dem Verbraucherschutz und der Erschwinglichkeit der Energieversorgung muss sichergestellt werden, dass insbesondere private Haushalte und Kleingewerbe durch die Gewährung von Industrierabatten nicht unverhältnismäßig stark belastet werden. Zumal die Mehrbelastungen bei einer (denkbaren) Erweiterung des potentiellen Adressatenkreises eines neuen Sondernetzentgelts im Vergleich zur Bandlastregelung nochmal deutlich anwachsen könnten. Die Große Beschlusskammer schließt Rabatte in vergleichbarer Höhe zu § 19 Abs. 2 StromNEV jedoch nicht aus. Ziel bleibt es, eine spürbare finanzielle Entlastung aus dem Sondernetzentgelt zu bewahren. Die Effekte verschiedener Rabatthöhen werden geprüft.

Zukunft der atypischen Netznutzung

In verschiedenen Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur wurde die fehlende Effektivität der Regelung des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV erörtert². Ein netzdienlicher Effekt wird hierdurch in den meisten Fällen nicht mehr erreicht. Dies gilt zum einen, weil gerade die Mittelspannungsnetze, an die ein wesentlicher Teil der atypischen Netznutzer angeschlossen ist, eine zunehmende EE-

² Vgl. Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich v. 24.7.24, aufrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2024/BK4-24-0027/BK4-24-0027_Eckpunktepapier_24072024.pdf?blob=publicationFile&v=4
 BNetzA Netzentgeltsystematikbericht 2015, aufrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?blob=publicationFile&v=1

Durchdringung erfahren. Entnahmelasten sind hier nicht kostentreibend. Zum anderen entstehen für einen erheblichen Teil der ca. 6.000 profitierenden Unternehmen Mitnahmeeffekte, da sie den Tatbestand durch ihr „natürliches“ Abnahmeverhalten erreichen, aufgrund ihrer geringen Lasten aber keine spürbaren Auswirkungen auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen ihrer Netzebene hätten. Angesichts dieser Kritik der Bundesnetzagentur wird von verschiedenen Seiten die Frage aufgeworfen, ob eine Nachfolgeregelung angedacht ist, um negative wirtschaftliche Auswirkungen für die atypischen Netznutzer zu verhindern. Insofern gilt der Grundsatz, dass Sonderregelungen in den Netzentgelten mit dem alleinigen Zweck der Wirtschaftsförderung unzulässig sind.

Die Beschlusskammer wird prüfen, ob die atypische Netznutzung jedenfalls für Bestandskunden, die dem industriellen Bereich zuzurechnen sind, für eine angemessene Übergangsfrist fortgelten könnte. Eine Verlängerung bis zur Einführung des Entgelts mit Anreizfunktion für Verbraucher liegt nahe. Genaueres zu den Übergangszeiträumen folgt unter Ziffer 4.d.

Dabei sind allerdings offenkundige Fehlanreize und Fehlwirkungen zu vermeiden. So sind der Großen Beschlusskammer Konstellationen bekannt geworden, in denen Unternehmen ihre Last mit hohem Aufwand durch Produktionsumstellungen in Niedriglastphasen verlagert haben, die dann in der folgenden Betrachtungsperiode durch die verlagerte Last zu Hochlastzeitfenstern wurden, woraufhin die Verlagerung erneut verändert werden musste. Derartige Phänomene ergeben weder für die Unternehmen noch für die Netzbetreiber Sinn. Sie gilt es ebenso wie die reinen Mitnahmeeffekte künftig auszuschließen. Zu diskutieren wäre, ob eine vorübergehende Anlehnung an das starr zeitvariable Modell, das in den Niederlanden als dynamisches Netzentgelt angewandt wird, eine Lösung sein kann.

Zu diskutieren wäre auch, ob die Hoch- und Niedriglastfenster nicht innerhalb des Verteilnetzes definiert und damit durch Lastverlagerungen selbst neu gestaltet werden, sondern eher durch die Hoch- und Niedriglastfenster der vorgelagerten Ebene definiert werden.

Frage

- Welche Übergangsregelung für die bisherigen industriellen atypischen Netznutzungen wäre angemessen?

4. Sondernetzentgelt

Diskussionspapier aus dem September 2025

Die Große Beschlusskammer hat am 24.09.2025 das „Diskussionspapier zu den Entgelten für Industrie und Gewerbe“ mit Vorschlägen zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Am 30.09.2025 veranstaltete die Große Beschlusskammer auch einen Branchenworkshop zu den Inhalten des Diskussionspapiers.

Im Rahmen der Konsultation sind rund 90 Stellungnahmen bei der BNetzA eingegangen. Branchenübergreifend wird das Vorgehen der BNetzA begrüßt und einstimmig die langfristige Wichtigkeit von Netzentgelttrabatten für die stromintensive Industrie betont. In Anbetracht eines zunehmend erneuerbaren und elektrifizierten Energiesystems sei das Fortbestehen von Netzentgelttrabatten für Industrie und Gewerbe von besonderer Bedeutung und zur nachhaltigen Stärkung des Wirtschaftsstandorts Deutschland unerlässlich. Der Fokus auf Abnahmeflexibilitäten sei notwendig und zukunftsorientiert, um die langfristige Effizienz der Stromnetze zu erhöhen. Dabei sei jedoch zu berücksichtigen, dass in einzelnen Branchen Abnahmeflexibilitäten nicht bzw. nur in engen Grenzen vorhanden seien.

Hinsichtlich Modell A „Spotmarktorientierte Flexibilitätsanreize“ wurde im Besonderen die Orientierung an Strompreisen als notwendig und zukunftsorientiert hervorgehoben. Gleichwohl müsse beachtet werden, dass eine Ausrichtung allein nach Marktsignalen und ohne Berücksichtigung von Netzbelangen eine engpassverschärfende Wirkung haben könnte.

Für die Option B „Netzdienliche Flexibilisierung“ spreche die Abmilderung von tatsächlichen Netzengpässen. Die Reduzierung von Redispatchkosten wird übereinstimmend als wichtig für das Energiesystem erachtet. Gleichzeitig solle das Netzsignal das Marktsignal nicht gänzlich überlagern.

Das Modell C „Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber“ wurde mehrheitlich kritisch bewertet, insbesondere greife eine unmittelbare Anforderung durch den Netzbetreiber zu sehr in die Autonomie der Unternehmen ein. Auf der anderen Seite wurde der große netzdienliche Effekt positiv hervorgehoben.

Auf Grundlage dieser Konsultationsbeiträge und der Diskussion beim Workshop am 30.09.2025 hat die Große Beschlusskammer ihre Modellansätze einer neuerlichen Bewertung unterzogen. In diesem Zuge wurde entschieden, das Modell C in der im Diskussionspapier dargelegten Form nicht weiter zu verfolgen. Hintergrund ist, dass das Verbleiben bei einer Referenzlast in bestimmten, durch den Netzbetreiber angezeigten Zeitfenstern, auch durch das „Durchfahren“ bei dieser Referenzlast erreicht werden könnte. Es bestünde kein hinreichender Anreiz für eine Flexibilisierung. Ein spürbarer Rabatt wäre nicht realisierbar bzw. würde erhebliche beihilferechtliche Probleme nach sich ziehen. Dahingegen ist die Große Beschlusskammer in Ansehung der Konsultationsergebnisse zunächst zu dem Entschluss gekommen, die Modelle A und B weiter zu verfolgen.

Pilotprojekte

Aus Sicht der Großen Beschlusskammer bedarf es für die angemessene Austarierung eines Tatbestands auch konkreter praktischer Erfahrungen. Damit sollen einerseits Erkenntnisse über die technischen Möglichkeiten industrieller Flexibilität bzw. der Flexibilität am Netzanschlusspunkt gesammelt werden. Andererseits sollten auch die organisatorischen Abläufe erprobt werden, beginnend bei der Beschaffung von Prognosewerten, über die Organisation der Kommunikation zwischen Letztverbraucher und Netzbetreiber bis hin zur Lastgangplanung und den Auswirkungen flexibleren Einsatzes auf die Bilanzkreisbewirtschaftung. Vor diesem Hintergrund hat die Große Beschlusskammer am 19.02.2026 das Konzeptpapier „Pilotprojekte für die Industrienetzentgelte“ veröffentlicht. Darin wurden die Modelle A und B für Praxistests weiter ausformuliert. Die Große Beschlusskammer hat nunmehr sechs Pilotprojekte initiiert. Die Pilotunternehmen erproben, wie industrielle Flexibilität unter realen Bedingungen einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromsystems leisten kann und wo betriebliche Grenzen liegen.

Zum einen wird das Modell A in verschiedenen Ausprägungen getestet. Bei den beteiligten Unternehmen handelt es sich um die UPM GmbH (mit swa Netze GmbH und EWE Netz GmbH), die Currenta GmbH & Co. OHG (mit der netcur GmbH), die Wacker Chemie AG (mit der Bayernwerk Netz GmbH) sowie die Pilkington Deutschland AG (mit der Bayernwerk Netz GmbH). In einem weiteren Projekt testet die WEPA Deutschland GmbH mit den Stadtwerken Mainz Netze GmbH und der Amprion GmbH einen Hybrid aus den Modellen A und B: Soweit für einen Tag kein Signal des Netzbetreibers ergeht, folgt das Unternehmen – entsprechend dem Modell A – dem Strompreissignal. Das ursprüngliche Vorhaben der Großen Beschlusskammer, die Modelle A und B getrennt zu testen, konnte dagegen nicht umgesetzt werden. Dies ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen. Die beteiligten Verteilernetzbetreiber sahen (noch) nicht die technische Möglichkeit, die entsprechenden Signale kurzfristig, täglich zu setzen. Ein Rückgriff auf Signale des jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers wurde diskutiert und erfolgt im Projekt der WEPA Deutschland GmbH. Jedoch sah der Übertragungsnetzbetreiber in dem konkreten Falle kein Erfordernis für Signale, die täglich oder mehrere Tage die Woche, zur Lastanpassungen zu Zwecken

des Engpassmanagements auf Übertragungsnetzebene, gesetzt werden. Damit hätte sich dieses Pilotprojekt dem Vorwurf ausgesetzt gesehen, eine deutlich leichtere Möglichkeit für eine Netzentgeltermäßigung zu generieren.

Im Zuge der Diskussionen um die Pilotprojekte haben die vier Übertragungsnetzbetreiber ihrerseits Vorschläge für eine Modifikation des Modells C vorgelegt. Diese sind aus Sicht der Großen Beschlusskammer geeignet, um etwaige Schwachstellen aus dem ursprünglichen Modell zu korrigieren. Die Große Beschlusskammer hat sich deshalb entschieden, das Modell C in dieser Variante der Übertragungsnetzbetreiber unter zusätzlichen Modifikationen zum Gegenstand eines weiteren Pilotprojekts zu machen. Beteiligte dieses Projekts sind die TRIMET Aluminium SE und der Anschlussnetzbetreiber Amprion GmbH.

Mit den sechs hier genannten Unternehmen konnte die Große Beschlusskammer Vertreter der klassischen Industriezweige Chemie, Papier, Aluminium und Glas gewinnen. In allen Fällen wird die Flexibilität aus den Prozessen heraus generiert, also ohne zusätzlichen Einsatz eines Speichers. Die Unternehmen sind dabei naturgemäß nicht repräsentativ für ihre jeweiligen, für sich sehr heterogenen, Branchen. Gleichwohl ist das Teilnehmerfeld aus Sicht der Großen Beschlusskammer für die Sammlung von Erfahrungswerten sehr gut geeignet.

Die Große Beschlusskammer hat auch einen Austauschkreis mit den beteiligten Pilotprojekt-Unternehmen und den relevanten Dachverbänden DIHK und BDI gegründet, in dem die Organisation und der Fortgang der Projekte regelmäßig diskutiert sowie gemeinsam Schlüsse aus den Ergebnissen gezogen werden sollen. Ein erster Austausch hat am 19.02.2026, vor Beginn der ersten Projekte, stattgefunden. Bislang haben sich in der praktischen Umsetzung der Projekte noch keine Schwierigkeiten ergeben. Über den Fortgang der Projekte wird es gleichwohl regelmäßige Austausche mit den Verbänden geben. Für den Austausch von Ergebnissen und Erkenntnissen ist es aus auf der Hand liegenden Gründen noch zu früh.

Industrieentgelt mit Flexibilitätsanreiz

Die Große Beschlusskammer sieht weiterhin das Erfordernis für eine Nachfolgeregelung zur Bandlast nach § 19 Abs. 2 S. 2 - 4 StromNEV, mit dem stromintensive Letztverbraucher mit einer tendenziell starrereren Abnahme zu einem flexibleren Einsatz angereizt werden. Auf Basis der sich aus der Konsultation des Diskussionspapiers vom September 2025 ergebenden Erkenntnissen und der Strukturierung und Detaillklärung der vertraglichen Vereinbarungen, die den Pilotprojekten zu Grunde liegen, gewonnenen Erkenntnisse, hat die Große Beschlusskammer ein Konzept entwickelt, das auf den bisherigen Vorschlägen aufsetzt. Hierdurch können in einem einheitlichen Modell die identifizierten Schwächen der bisher diskutierten Handlungsoptionen behoben und ihre Stärken kombiniert werden. Anpassungen steht die Große Beschlusskammer aber bei entsprechenden Erkenntnissen aus den Pilotprojekten und Erkenntnissen aus der Konsultation natürlich offen gegenüber.

Insbesondere sollen in dem weiterentwickelten Modell die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

- Netz- oder Marktsignale sollen nicht einseitig berücksichtigt werden.
- Flexibilitätsanforderungen sollen nur in angespannten und kritischen Netz- oder Systemsituationen erfolgen und flexibles Verhalten darüber hinaus möglichst nicht blockieren.
- Die Gegenleistung für das Sondernetzentgelt muss einen angemessenen Umfang haben, um eine Rabattierung durch Kostenreflexivität begründen zu können.
- Netz- und Marktsignale müssen nach transparenten und einheitlichen Kriterien möglichst zentral zur Verfügung gestellt werden.
- Unterschiedliche Voraussetzungen, Prozesse und Anschlusssituationen stromintensiver Verbraucher sollten über eine Variation der Anforderungen abgebildet werden können.

Im Kern zielt das nunmehr weiterentwickelte Modell auf eine Kombination von Signalen aus dem Markt und dem Netz ab, denen mit einer Anpassung der Last durch die stromintensiven Letztverbraucher zu begegnen ist. Anders als bislang diskutiert, soll die Lastflexibilisierung dabei nicht grundsätzlich täglich erfolgen. Stattdessen sollen nur besonders angespannte und kritische Situationen im System maßgeblich sein. Damit wird das Ziel verfolgt, netzdienliches Verhalten als Reaktion auf prognostizierte Netzengpässe und systemdienliches Verhalten als Reaktion auf hohe Preisausschläge miteinander zu verknüpfen und auf Zeiten zu konzentrieren, in denen der Nutzen für das Energiesystem am höchsten ist. Gleichzeitig wird vermieden, dass tägliche Flexibilitätseinsätze, die ökonomisch und betriebswirtschaftlich ineffizient sein könnten, zur Voraussetzung für die Rabatterreichung gemacht werden.

Nachfolgend wird der aktuelle Überlegungsstand zu den wesentlichen Parametern der Regelung dargestellt. In den nächsten Monaten soll der Tatbestand auf Grundlage der bisherigen Überlegungen unter Berücksichtigung von Erfahrungen aus den Pilotprojekten und eventueller schriftlicher Stellungnahmen im vorliegenden Verfahren ausformuliert werden.

Signal zur Lastflexibilisierung

Das auslösende Signal für eine Flexibilisierung der Bezugslast eines stromintensiven Verbrauchers sollte möglichst zentral und nach transparenten Kriterien erfolgen, damit insofern keine Unsicherheiten entstehen. In dem kommunizierten Zeitraum muss der Letztverbraucher seine Bezugslast so erhöhen oder absenken, dass mindestens die vereinbarte Abweichung (in Prozent) von der Referenzlast erreicht wird. Das Signal fordert mithin keinen Verbleib bei einer Referenzlast, sondern das Abweichen davon. Bei der vereinbarten Abweichung kann es sich je nach Ausgestaltung sowohl um einen Grenzwert in Abhängigkeit der Referenzlast handeln, der im Erbringungszeitraum nicht über- bzw. unterschritten werden darf, als auch um eine über den Zeitraum im Vergleich mit der Referenzgröße durchschnittlich erbrachte Lastabweichung ohne feste Bezugsgrenzen.

Das immer zu beachtende Signal ist in diesem weiterentwickelten Modell das Netzsignal. Es sind Kriterien zu definieren, die eine angespannte- bzw. kritische Netzsituation auch in Abhängigkeit der Lage des Letztverbrauchers zum Engpass definieren. Naheliegender wäre eine Orientierung an prognostizierten Redispatchmengen oder der Notwendigkeit des Abrufs von Netzreservekraftwerken. Tritt das so definierte Kriterium prognosebasiert für einen zukünftigen Tag ein, übermittelt der Netzbetreiber als Signalgeber den Startzeitpunkt, die Dauer und die Richtung der notwendigen Lastanpassung.

Angesichts der Diskussionen um das dynamische Netzentgelt scheint es für das Sondernetzentgelt aus Sicht der Großen Beschlusskammer sinnvoll, zunächst den vier Übertragungsnetzbetreibern die Rolle des Signalgebers zu überlassen. Für den Fall, dass Anschluss-Verteilernetzbetreiber darüber hinaus Bedarfe im Verteilernetz sehen und über die notwendigen Instrumente verfügen, um entsprechende Signale zu übermitteln, könnte die Rolle des Signalgebers perspektivisch optional auch dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber überlassen werden. Dabei müssen jedoch entgegenstehende Signale vermieden und insofern netzebenenübergreifend koordiniert werden.

In diesem modifizierten Modell soll gegenüber früheren Überlegungen ergänzend eine Reaktion auf Marktsignale angereizt werden. Auslöser für das Marktsignal sollten Systembelastungen sein, die sich in der Regel in besonders hohen oder besonders niedrigen Großhandelspreisen spiegeln. Eine drohende Überdeckung oder Unterdeckung ist damit nicht gemeint, derartige Situationen würden eine zu kurzfristige und zu intensive Reaktion erfordern. Eine Beschränkung des Signals auf angespannte Situationen könnte daher über die Festlegung von Schwellen für hohe und niedrige Preise erfolgen, ab denen eine Lastflexibilisierung systemdienlich ist. Auch eine Beschränkung auf Tage mit besonders hohen untertägigen Preisspreads ist denkbar. Diese Variante hätte den Vorteil, dass keine nominalen Preisschwellen festgelegt werden müssten, die voraussichtlich

je nach Marktentwicklung einer regelmäßigen Anpassung bedürfen würden. Die Datengrundlage sollte ungeachtet der konkreten Umsetzung im Regelfall die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot bilden.

Im Ergebnis sind drei unterschiedliche Konstellationen denkbar:

- Systembelastung mit Tendenz zur Über- oder Unterdeckung tritt ein und es ist eine Reaktion erforderlich.
- ÜNB setzt ein netzbedingtes Signal, auf das zu reagieren ist.
- Kein ÜNB-Netz-Signal und Systembelastung mit Tendenz zur Über- oder Unterdeckung tritt nicht ein; keine Reaktion erforderlich.

Die Häufigkeit der Flexibilitätseinsätze hängt naturgemäß von der Parametrierung ab. Hierzu werden insbesondere im Rahmen der Pilotprojekte Erkenntnisse gesammelt.

Fragen

- Welche relativen Mindestpreisspreads in den Day-ahead Preisen sollten dem Reaktionsanforderung vorausgesetzt werden? Oder sollten auf Basis von EPEX-Spotmarktpreisen Stundenfenster veröffentlicht werden?
- Sollten Verteilnetzbetreiber die Option bekommen, als Netzsignalgeber zu agieren oder sollte diese Rolle zunächst zentral bei den Übertragungsnetzbetreibern verbleiben? Sind noch andere Stellen vorstellbar?

Vorlaufzeiten

Die Vorlaufzeiten, die benötigt werden, um auf ein Signal zur Lastanpassung reagieren zu können, variieren nach derzeitigem Erkenntnisstand bei stromintensiven Verbrauchern aufgrund unterschiedlicher Faktoren. Neben den Einschränkungen verschiedener Produktionsprozesse kann dafür auch relevant sein, wie sich die Verbraucher in der Vergangenheit energiewirtschaftlich aufgestellt haben.

Grundsätzlich scheint die Definition einer starren Frist für die Signale aus Netz und Markt nicht zielführend. Allerdings muss auch der Aufwand für die Erstellung und Übermittlung der Signale berücksichtigt werden. Denkbar wäre beispielsweise die Bereitstellung von Netzsignalen für den jeweiligen Tag mit einem gewissen Vorlauf und unter laufender Aktualisierung. Entsprechend sollte für Verbraucher, die auf höhere Vorlaufzeiten angewiesen sind, auch eine Bezugnahme auf Preisprognosen mit mehr als einem Tag Vorlaufzeit ermöglicht werden. Gleichzeitig sollte stromintensiven Verbrauchern, die auch untertäglich reagieren können, neben der Day-Ahead-Auktionen auch die Bezugnahme auf Preise am Intraday-Markt offen stehen.

Um eine möglichst effektive, kurzfristige Reaktion anzureizen, sollten die Vorlaufzeiten als ein **Faktor in die Berechnung künftiger Rabatthöhen** eingehen. Kurzfristige Reaktionen haben tendenziell einen höheren Systemnutzen, da die Treffsicherheit in der Regel höher ist.

Beispiel 1: Für den Tag t setzen die ÜNB am Tag $t-3$ erstmalig ein Netzsignal. An den Tagen $t-2$ und $t-1$ wird das Reaktionszeitfenster für den Tag t aufgrund aktualisierter Prognosen jeweils leicht angepasst. Letztverbraucher A und B machen von der Sonderregelung Gebrauch, haben aber unterschiedliche Vorlaufzeiten angemeldet. A realisiert seinen Lastgang für t auf Grundlage der Veröffentlichung an $t-3$, B kann seinen Lastgang für t noch an die Veröffentlichung $t-1$ anpassen. Beide erhalten einen Rabatt. Letztverbraucher B kann aufgrund der größeren Flexibilität einen höheren Rabatt erreichen.

Beispiel 2: Wie Beispiel 1, aber für den Tag t wird an den Tagen $t-3$ und $t-2$ kein Signal durch die ÜNB gesetzt. Am Tag $t-1$ führen die Prognosen zur Setzung eines Signals durch die ÜNB für den Tag t . A reagiert nicht, weil er eine Vorlaufzeit von $t-3$ angemeldet hat. B reagiert noch. Für A gilt das Flexibilitätsziel am Tag t nicht als verfehlt. B kann aber aufgrund seiner größeren Flexibilität einen höheren Rabatt erreichen.

Erbringungsdauer

Die bislang diskutierten Kriterien für die Auslösung von Netz- und Marktsignalen unterliegen grundsätzlich keinen Limitierungen für eine tägliche Erbringungsdauer. Sowohl Engpässe als auch extreme Hoch- und Niedrigpreisphasen können theoretisch über lange Zeiträume vorliegen, so dass möglichst unlimitierte Erbringungsdauern als Reaktion auf diese Situationen hilfreich wären.

Gleichzeitig sind potentielle Lastreaktionen seitens der stromintensiven Verbraucher häufig nur zeitlich beschränkt möglich, etwa wenn Tagessölle erfüllt werden müssen oder die Lastreaktion durch einen Einsatz von Speichern erreicht wird. Insofern ist aus Sicht der Großen Beschlusskammer eine starre Limitierung auf eine bestimmte Stundenanzahl pro Tag nicht sinnvoll.

Die Möglichkeit **einer längeren Reaktion sollte auch einen höheren Rabatt** rechtfertigen können. Denkbar wäre auch hier eine Staffelung der festzulegenden Tageslimits mit entsprechender Berücksichtigung bei der Berechnung der Rabatthöhen.

Höhe der Flexibilitätserbringung

Bei der Frage nach der möglichen Höhe der Flexibilitätserbringung zeigt sich nach den bisherigen Erkenntnissen ein heterogenes Bild. Während einige stromintensive Verbraucher eine Flexibilisierung der Leistung von mehreren Prozentpunkten über Kern- oder Nebenprozesse umsetzen können, besteht diese Möglichkeit bei anderen Verbrauchern nur sehr eingeschränkt oder erfordert zusätzliche Investitionen etwa in Speicherlösungen.

Zudem kann in vielen Fällen nicht symmetrisch in beide Richtungen angepasst werden, beispielsweise wenn Kapazitätsgrenzen von Verbrauchsanlagen oder Netzanschlusskapazitäten limitiert sind. Grundsätzlich sollte die Lastanpassung daher nicht zwingend symmetrisch erfolgen müssen. Allerdings sollte für **asymmetrische Reaktionen** in nur eine Richtung die notwendige Höhe der Flexibilitätserbringung angepasst werden, um im Vergleich zu symmetrisch reagierenden Verbrauchern Rabatte in gleicher Höhe zu rechtfertigen.

Um die unterschiedlichen Voraussetzungen zu adressieren ist auch hier eine **Staffelung notwendig, die wiederum in die Berechnung der Rabatthöhen eingehen** sollte. Ausgangspunkt könnte nach bisherigen Erkenntnissen eine Flexibilisierung in Bezug auf die jeweilige Bezugsleistung in Höhe von etwa 3 Prozentpunkten sein.

Zur Vermeidung von Missverständnissen, die sich in Einzeldiskussionen bei Unternehmen vor Ort herausgestellt haben, sei nochmals betont: Es geht nicht um eine Reduktion oder Erhöhung des Energieverbrauchs von 3 Prozentpunkten, sondern an dieser Stelle lediglich um die Veränderung der **Bezugslast**. In Kombination mit der Erbringungsdauer lässt sich daraus natürlich auch eine Energie-Größe errechnen. Beide Aspekte sind aber aus heutiger Sicht getrennt zu behandeln.

Fragen

- Wie könnte eine Rabattstaffelung unter Berücksichtigung der relativen Lastflexibilität, der möglichen Erbringungsdauer und der erforderlichen Vorlaufzeit für die Reaktion ausgestaltet werden?
- Welcher Ermessensspielraum sollte den Netzbetreibern gegeben werden, die Reaktionsanfordernisse und die Rabattstaffelung zu gestalten?

- 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?

Bereitstellung von Prognosedaten

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Konsultation des Diskussionspapiers ange-regt, im Kontext des Sondernetzentgeltes neben der Lastflexibilisierung auch über eine mögliche Übermittlung von Planungsdaten analog zum KWEP-Prozess³ nachzudenken. Diese wären eine wertvolle Ergänzung der Datenbasis für die Netzbetriebsführung und das Engpassmanagement und hätten insofern einen netzdienlichen Effekt. Auch aus Sicht der Großen Beschlusskammer könnte dies eine sinnvolle Ergänzung zu den bislang diskutierten Anforderungen darstellen. Diese Leistung wäre auch ein weiterer Rechtfertigungsgrund für die Höhe der möglichen Rabattierung.

Referenzlast zur Berechnung der Lastreaktionen

Eine zentrale Frage liegt darin, was den Ausgangspunkt für die Bemessung einer Reaktion auf das jeweilige Signal bildet. Insofern bedarf es in jedem denkbaren Modell einer Referenzlast. Hier stehen verschiedene Optionen zur Diskussion. Im wesentlichen kann zwischen einem ex-post- und einem ex-ante-Ansatz unterschieden werden.

Den **ex-ante**-Ansatz charakterisiert, dass der Referenzwert und die Höhe der notwendigen Lastab-weichung dem Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Signalgebung bereits bekannt sind. In diesem Fall kann der Netzbetreiber somit Bezugsgrenzen in Abhängigkeit von der Referenzlast vorgeben, die im Erbringungszeitraum erreicht werden müssen oder nicht über- bzw. unterschritten werden dürfen. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass der Netzbetreiber die Reaktion des Verbrauchers besser antizipieren kann.

Eine Ausgestaltung dieser Variante wäre die Bezugnahme auf übermittelte Planungsdaten des Letztverbrauchers an den Netzbetreiber. In Frage kommen insbesondere die o.g. KWEP-Daten-meldungen. Sofern ein Flexibilitätssignal gesetzt wird, muss dementsprechend von dem geplanten Lastgang abgewichen werden. Diese Ausgestaltung birgt allerdings ein gewisses Gaming-Risiko, dem begegnet werden muss: Unternehmen könnten mögliche Signale antizipieren und ihre Anga-ben zu den geplanten Lastgängen dahingehend „optimieren“, dass eine Abweichung mit geringem tatsächlichem Flexibilitätseinsatz erreicht werden kann.

Eine andere Ausgestaltung wäre die Bezugnahme auf historische Lastgänge. Beispielsweise könnte die Referenzlast auf Basis der Lastgänge vergangener Tage oder Wochen bestimmt werden, wobei auch spezifisches Verhalten, etwa für bestimmte Wochentage, berücksichtigt werden könnte.

Eine grundsätzlich andere Ausgestaltung wäre die Bezugnahme auf historische Lastgänge, bei der **ex-post** die Abweichung von dem historischen Referenzwert als Flexibilitätserbringung bewertet wird. Beispielsweise könnte die Referenzlast auf Basis der Lastgänge vergangener Tage oder Wo-chen bestimmt werden, wobei auch spezifisches Verhalten, etwa für bestimmte Wochentage, be-rücksichtigt werden könnte. In dieser Variante wird das Bezugsverhalten der Letztverbraucher während oder nach Übermittlung des Signals mit einbezogen. Auch könnten historische Last-gänge herangezogen werden, z.B. aus der Zeit vor Einführung des Flexibilitätsanreizes. Dies würde jedoch zweierlei Probleme mit sich bringen: Zum einen würde ein Anreiz für stromintensive

³ ÜNB-Prozess: KraftWerksEinsatzPlanung, bei dem die Einspeiser vorab den ÜNB verbindlich mitteilen, wann welches Kraft-werk zur Verfügung steht und welche Anlagen nicht zur Verfügung stehen.

Letztverbraucher entstehen, ihre starre Abnahme der Vergangenheit fortzuführen und nur in den Zeiten, in denen ein Signal greift, davon abzuweichen. Dies würde dem intendierten Zweck entgegenlaufen. Zum anderen gäbe es keine Referenzwerte für später installierte Lasten oder für Unternehmen, die ihre Produktion aus betrieblichen Gründen erweitern, verringern oder umstrukturieren.

Eine andere Variante der ex-post-Betrachtung liegt in der Bildung von Durchschnittslasten für das Bezugsverhalten der Verbraucher außerhalb der Lastabweichungen. Beispielsweise könnte die Durchschnittslast in Zeiträumen mit Flexibilitätserfordernis der Durchschnittslast in den übrigen Zeiten gegenübergestellt werden, um die relative Flexibilität zu bemessen. Dieser Ansatz findet in einer Reihe von Pilotprojekten Anwendung.

Frage

- Welcher Ansatz ist für die Bildung der Referenzlast am besten geeignet?

Toleranzzeiten

Stillstandszeiten aufgrund von Revisionen, Schäden oder Betriebsferien können dazu führen, dass Unternehmen die Kriterien nicht erfüllen. Hierfür sind Toleranzzeiten vorgesehen, innerhalb derer eine Zielverfehlung nicht zum Ausbleiben des Netzentgeltrabatts führt. Die Anzahl der Toleranztage hängt davon ab, wie die Regelung insgesamt parametrisiert wird und mit welcher Abrufhäufigkeit zu rechnen ist.

Monatliche Betrachtung

Im System des § 19 Abs. 2 StromNEV wird eine kalenderjährliche Betrachtung vorgenommen. Die Ziele sind jeweils für das Gesamtjahr definiert, eine Zielverfehlung führt dementsprechend zu einem Rabattverlust für das gesamte Jahr. Die Große Beschlusskammer beabsichtigt, von diesem Kalenderjahresansatz auf einen monatlichen Ansatz überzugehen. Die Zielerreichung wird jeweils für einen Kalendermonat vorgesehen. Sofern das Ziel in einem Monat verfehlt wird, kann in den übrigen Monaten weiterhin ein Rabatt erreicht werden.

Zeitplan

Das Sondernetzentgelt für die stromintensive Industrie ist Teil des AgNes-Prozesses. Mit der AgNes-Rahmenfestlegung, die Ende 2026 ergeht, wird seine Einführung und entsprechende Übergangsregelungen festgelegt. Die konkrete Ausgestaltung bleibt jedoch einer separaten Methodenfestlegung vorbehalten. Vorgesehen ist, diese im zweiten Quartal 2027 zu konsultieren. Die finale Festlegung des Sondernetzentgelts soll spätestens im dritten Quartal 2027 erfolgen. Die Regelung soll mit dem Jahr 2029 in Kraft treten.

Die Bandlastregelung und die atypische Netznutzung werden mit dem StromNEV Ende 2028 außer Kraft treten. Die Große Beschlusskammer beabsichtigt, die Bandlastregelung darüber hinaus für Bestandskunden für einen Übergangszeitraum zu verlängern. Hierdurch sollen die Unternehmen in die Lage versetzt werden, sich ohne unverhältnismäßige wirtschaftliche Beeinträchtigung auf die neue Netzentgeltsystematik einzustellen und ggf. die erforderliche Maßnahmen für den Übergang zum System des neuen Sondernetzentgelts zu ergreifen. Die Übergangszeit soll bis zum 31.12.2031 andauern.

Für die atypische Netznutzung ist keine generelle Übergangszeit vorgesehen. Die Große Beschlusskammer erwägt eine Übergangszeit für Bestandskunden mit einer Mindestabnahme von 10 GWh/a, da bei dieser Gruppe spürbare Effekte auf das Netz erwartbar und gleichzeitig windfall Profits fernliegend sind. Der Übergangszeitraum sollte die Periode bis zur Einführung des dynamischen Netzentgelts für Verbraucher überbrücken.