

17.09.2026

**Stellungnahme zu
Finalen Festlegungsentwurf
Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)**

Der Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V. (VEA) vertritt über 5.000 Mitgliedsunternehmen aus dem energieintensiven Mittelstand und zählt damit zu den größten Energie-Interessengemeinschaften der mittelständischen Industrie- und Dienstleistungsunternehmen.

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des Reformprozess zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) am 06. August 2026 den finalen Festlegungsentwurf veröffentlicht. Der VEA bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme, die gemessen am Diskussions- und Prozesstand noch vorläufig ist.

I. Unsere wichtigsten Punkte vorab

Wir sehen die große Gefahr, dass der energieintensive Mittelstand durch die vorliegenden Reformvorschläge strukturell benachteiligt werden könnte. Zudem ist aus unserer Sicht fraglich, ob der mit der Reform verbundene Aufwand zu dem zu erwartenden Nutzen in einem angemessenen Aufwand steht. Das eigentliche Ziel der AgNes-Reform, das Netzentgeltsystem durch geeignete Flexibilitätsanreize zu entlasten und zugleich zukunftsfest auszugestalten, wird nach unserer Einschätzung mit dem vorliegenden Entwurf nicht erreicht. Vielmehr wird der energieintensive Mittelstand in wesentlichen Bereichen von der Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität ausgeschlossen.

Dies gilt insbesondere für die geplante Einführung eines Schwellenwerts von 10 GWh/a im Rahmen der Übergangsregelung zur atypischen Netznutzung. Auch dynamische Netzentgelte für Letztverbraucher sind nach dem vorliegenden Entwurf zunächst nicht vorgesehen. Sollte ein Schwellenwert von 10 GWh/a zudem auch in der Folgeregelung zu den Sondernetzentgelten eingeführt werden, droht ein erheblicher Verlust an nutzbarem Flexibilitätspotenzial. Damit würden nicht nur Potenziale zur Entlastung der Netze ungenutzt bleiben, sondern auch zusätzliche

Seite 1 von 14

Belastungen für die Netzkosten und die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver mittelständischer Unternehmen entstehen. Die Begründung beurteilen wir dabei als rechtlich fragwürdig und ggf. diskriminierend.

Gleichzeitig führt die geplante Umstellung zu zusätzlichen Belastungen für alle beteiligten Stakeholder. Diese Mehrbelastungen müssen aus unserer Sicht sachlich begründet, verhältnismäßig und durch einen entsprechenden Mehrwert gerechtfertigt sein.

Vor diesem Hintergrund sehen wir insbesondere bei folgenden Punkten wesentlichen Anpassungsbedarf:

1. Dynamische Arbeitspreise für Letztverbraucher werden - wenn überhaupt - erst mittel – bis langfristig eingeführt. Die Übergangsregelung für die Atypik soll nur für Bestandskunden gelten, die mehr als 10 GWh Jahresverbrauch haben. Und auch die zukünftige Gestaltung einer neuen Flexibilisierungsoption soll eventuell die Überschreitung der 10 GWh/a Schwelle zur Voraussetzung haben. Das führt zum einen dazu, dass die großen Flexibilisierungspotentiale des Mittelstands nicht genutzt werden. Zum anderen aber auch dazu, dass der Mittelstand keinerlei Optionen hat, sich bei den Netzentgelten zu entlasten.
2. Die dramatische Engpasssituation in den Verteilnetzen wird zu wenig berücksichtigt. Und dies, obwohl verzögerte oder gar verweigerte Netz-Anschlüsse und -Erweiterungen die Transformation der Unternehmen zu verhindern droht. Netzentgelte mit Anreizfunktion sollten auch diese Netzebenen zeitnah adressieren und netzdienliches Verhalten belohnen. Bis die Verteilnetze in ausreichender Form digitalisiert sind, sollten zeitvariable Netzentgelte eine Übergangslösung darstellen.
3. Die Entlastung von der Umlage für besondere Netznutzung (§ 19 II StromNEV Umlage) soll nach dem vorliegenden Entwurf nur noch für die Unternehmen gelten, die die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen. In der Konsequenz bedeutet das, dass viele Unternehmen, die bislang eine Begrenzung geltend machen konnten, zukünftig nicht mehr entlastet werden.
4. Der geplante, neue Wälzungsmechanismus wird zu Entlastungen in den sehr hohen Netzebenen führen und umgekehrt zu tendenziell höheren Netzentgelten in niedrigeren Netzebenen, in denen der Mittelstand maßgeblich angeschlossen ist. Durch die Implementierung einer 10 GWh/a Schwelle innerhalb der Übergangs- und der Folgeregelung der Sondernetzentgelte würde der energieintensive Mittelstand in der Mittelspannung gleich mehrfach benachteiligt werden.

II. Grundsätzliches

Die Transformation stellt das Stromsystem vor erhebliche Herausforderungen. Einerseits wird das Energiesystem zunehmend durch erneuerbare Energien geprägt, andererseits steigt die Stromnachfrage deutlich. Insbesondere für produzierende Unternehmen wird die Direktelektrifizierung in vielen Fällen der technisch und ökonomisch sinnvollste Weg zur Dekarbonisierung sein. Derzeit sind allerdings erst rund 5 % der Prozesswärme elektrifiziert; der überwiegende Teil wird noch fossil, insbesondere mit Erdgas und Kohle, bereitgestellt. Bei einem heutigen Prozesswärmebedarf von rund 400 TWh/a wird deutlich, welche zusätzlichen Strombedarfe mit der Elektrifizierung industrieller Prozesse verbunden sein werden. Hinzu kommen die Wärmewende im Gebäudesektor und die Verkehrswende.

Damit wird ein leistungsfähiges und zugleich kosteneffizientes Stromnetz zu einer zentralen Voraussetzung für eine wettbewerbsfähige Dekarbonisierung. Der erforderliche Netzausbau ist allerdings mit erheblichen Investitionen verbunden. Bis 2045 könnte sich der Aufwand für die Netzinfrastuktur verdoppeln; der Investitionsbedarf wird auf mehr als 600 Mrd. € geschätzt. Umso wichtiger ist es, den Netzausbau so effizient wie möglich zu gestalten und vorhandene Flexibilitätspotenziale systematisch zu nutzen.

In diesem Zusammenhang kommt der AgNes-Reform besondere Bedeutung zu. Sie sollte Anreize für ein netzdienliches Verhalten der Netznutzer setzen und neben Digitalisierung und Steuerung der Netze dazu beitragen, dass vorhandene Netzkapazitäten effizienter genutzt werden. Letztlich sollte der zusätzliche Ausbaubedarf auf das Notwendige begrenzt werden. Netzentgelte sind damit nicht nur eine Frage der Kostenverteilung, sondern ein wichtiger Hebel für die effiziente Bewältigung der Transformation.

Das Ziel muss ein Stromsystem sein, das den notwendigen Netzausbau ermöglicht, ohne die Elektrifizierung durch überproportional steigende Netzkosten auszubremsen. Denn die Verfügbarkeit von günstigem Strom verbindet Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz: Sie schafft die Grundlage für Investitionen in Zukunftstechnologien, ermöglicht die Transformation industrieller Produktionsprozesse und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen.

Steigende Netzkosten sollten daher nicht in einem Maße auf den Strompreis durchschlagen, dass die Elektrifizierung und damit die Transformation des Energiesystems verlangsamt. Eine zukunftsfähige Netzentgeltsystematik muss vielmehr beides leisten: Sie sollte Anreize für einen

effizienten und netzdienlichen Stromverbrauch setzen und zugleich sicherstellen, dass die Elektrifizierung als zentraler Baustein der Dekarbonisierung wettbewerbsfähig bleibt.

III. Zu den Inhalten des Festlegungsentwurfs im Einzelnen

1. Tenor Ziffer 5 Kostenwälzung

Verteilungswirkungen zwischen den Netzebenen

Das neue Kostenwälzungsregime würde Netznutzer auf Höchstspannungsebene voraussichtlich deutlich entlasten. In der Mittelspannung sind je nach Netzstruktur sowohl Ent- als auch Mehrbelastungen möglich. Da dort ebenfalls viele Industriekunden angeschlossen sind, sollten die Kostenwirkungen insbesondere für diese Gruppe vor einer Neuordnung, aber auch danach kontinuierlich geprüft werden. Für diese Bewertung müssten sowohl die sich ändernden Stromflüsse als auch der seit 2025 geltende EE-Mehrkostenausgleich berücksichtigt werden.

Das vorgeschlagene Wälzungsmodell kann zudem nicht verursachungsgerechte Kosten auf nachgelagerte Ebenen verlagern. Netzdienliche Ansiedlungsanreize für große Verbraucher wie Industrie, Rechenzentren, Elektrolyseuren und anderen in erzeugungsdominierten Verteilnetzen könnten gemindert werden. Verteilnetze mit eigener, nicht nach oben einspeisender Erzeugung könnten dadurch benachteiligt werden.

Zusammenspiel mit den Industrienetzentgelten

Dies gilt auch im Zusammenspiel mit der Neuregelung der Industrienetzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Eine Eintrittsschwelle von 10 GWh/a könnte dazu führen, dass große Unternehmen auf Höchstspannungsebene doppelt profitieren, während viele mittelständische Unternehmen in der Mittelspannung leer ausgehen. Eine solche Wettbewerbsverzerrung wäre sachlich nicht gerechtfertigt.

Zusammenspiel mit dem EE-Mehrkostenausgleich

Der EE-Mehrkostenausgleich sollte erhalten bleiben und darf durch die neue Kostenwälzung nicht geschwächt werden. Insbesondere in Netzen mit starkem EE-Ausbau sollten die dadurch entstehenden Mehrkosten weiterhin solidarisch über die Netzebenen verteilt werden, um regionale Überbelastungen zu vermeiden. Das neu vorgeschlagene Wälzungsmodell könnte die Wirkungen des EE-Mehrkostenausgleichs teilweise abschwächen, bzw. konterkarieren. Wir regen, die entsprechenden Wirkungen mit konkreten Berechnungen zu prüfen, bevor sie in Kraft treten.

Technologische Besonderheiten

Wir begrüßen, dass Batteriespeicher und Elektrolyseure abgegrenzt und nicht als Letztverbrauch berücksichtigt werden. Anderenfalls könnte der Wälzungsschlüssel verzerrt werden.

Kostenwälzung über die verbrauchte Arbeit

Eine Wälzung nach Letztverbrauch ist grundsätzlich vertretbar, wenn Verbrauch und Netzkapazitäten hinreichend korrelieren. Diese Korrelation sollte jedoch regelmäßig überprüft werden, da Netze primär nach Spitzenlasten (kW) und nicht nach Jahresverbrauch (kWh) dimensioniert werden. Andernfalls drohen eine geringere Verursachungsgerechtigkeit sowie Fehlanreize bei Netzausbau und Anschlusswahl.

2. Tenor Ziffer 8 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch

Kapazitätspreis

Grundsätzlich wird ein Kapazitätspreis begrüßt. Bei Überschreitungen sollte nur für die tatsächliche Überschreitungsmenge und -zeit ein Aufschlag anfallen. Das schafft Flexibilität und ermöglicht eine Reaktion auf Netzsituationen und Strompreise.

Risiko von Netzengpässen

Der vorgeschlagene Mechanismus könnte gleichzeitig Anreize für höhere Jahreshöchstlasten setzen. Deshalb werden dynamische Netzentgelte bzw. andere netzdienliche Instrumente als notwendige Ergänzung gesehen.

Datengrundlage

Für die Bewertung der Reform fehlen aus Sicht der Unternehmen belastbare Daten darüber, wer und welches Verhalten die Netzkosten tatsächlich verursacht. Gefordert werden quantitative Studien und Modelle zur Bewertung der Reformwirkungen.

Kostenreflexion

Die Ausgestaltung von Kapazitätspreisen und Baukostenzuschüssen (BKZ) sollte sich möglichst stark an den tatsächlichen Netzkosten und der konkreten Netzsituation orientieren. Mehr- oder Mindererlöse sollten nicht zu zusätzlichen Gewinnen oder Verlusten der Netzbetreiber führen.

Mindestkapazität

Eine Mindestkapazität wird grundsätzlich für sinnvoll gehalten, etwa auf Basis der Vorjahreskapazität, der Netzanschlusskapazität (NAK) oder einer frei gewählten Kapazität. Auch Prosumer und Sonderfälle müssen berücksichtigt werden.

Schwellenwert 100.000 kWh

Das Modell wird grundsätzlich unterstützt, allerdings erscheint die Bandbreite zwischen 1.000 und 100.000 kWh teilweise zu groß. Eine niedrigere Grenze könnte sinnvoll sein.

Dynamische Netzentgelte

Eine starke dynamische Komponente wird als erforderlich angesehen, um netzdienliches Verhalten zu fördern. Die Einführung muss allerdings planbar, transparent und mit klaren zeitlichen Schritten erfolgen.

Übergangslösung

Falls die vollständige Einführung länger dauert, wird eine Weiterentwicklung des Modells der „Atypik“ als sinnvolle Übergangslösung befürwortet – insbesondere für Mittel- und Niederspannung kann diese einen sinnvollen netzdienlichen Flexibilitätsanreiz darstellen.

Die Neuregelung wird grundsätzlich unterstützt. Entscheidend sind jedoch eine belastbare Datengrundlage, starke Kostenreflexion, planbare Übergangsregelungen und die Vermeidung von Anreizen für zusätzliche Netzspitzen.

3. Tenor Ziffer 9 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Mit der Tenorziffer 9 werden kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion eingeführt. Ziel der Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion ist laut BNetzA die Beteiligung der Einspeiser an den Kosten für die Nutzung der Netzinfrastuktur.

Der VEA hat stets darauf hingewiesen, dass die Beteiligung weiterer Marktteilnehmer nicht automatisch zu einer faireren Verteilung der Netzkosten führt und deshalb kein Selbstzweck ist.

Laut BNetzA sollen durch die Einführung von Einspeiseentgelten außerdem Anreize geschaffen werden, die Netznutzung effizienter zu gestalten. Einspeiser würden laut BNetzA motiviert, ihre Kapazität vertraglich so festzulegen, dass sie diese auf das tatsächlich notwendige Maß reduzieren. Dies trage laut BNetzA zu einem kosteneffizienten Netz bei.

Der VEA weist darauf hin, dass der zukünftige Strombedarf in allen Sektoren sehr hoch sein wird. Alleine die Dekarbonisierung der Prozesswärme wird voraussichtlich bis zu 300 TWh und mehr an zusätzlichem Bedarf pro Jahr auslösen. Hinzu kommt der verbleibende Elektrifizierungsbedarf in

der Industrie und in allen anderen Sektoren. Auch Rechenzentren haben einen sehr großen Bedarf angemeldet. Es erscheint deshalb zumindest fraglich, ob ein Bedarf an effizienter Kapazitätswahl besteht, wenn noch nicht gesichert ist, ob ausreichende Erzeugungskapazitäten entstehen werden.

Laut BNetzA basiert die Entscheidung für eine kapazitätsbasierte Verteilung der Netzkosten insbesondere auf der Eigenschaft der Grenzkostenneutralität: Da das Entgelt an der bereitgestellten Kapazität ansetze und nicht pro eingespeiste Kilowattstunde abgerechnet würde, beeinflusse es die variablen Kosten der Erzeugung nicht. Die Einsatzreihenfolge am Strommarkt (Merit Order) bleibe somit unverzerrt.

Der VEA stimmt zu, dass ein kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte nicht an der eingespeisten Kilowattstunde angesetzt ist und die Grenzkosten damit nicht unmittelbar und nicht in jedem Fall beeinflusst. Dennoch scheint die Annahme berechtigt, dass diese Mehrkosten letztlich nicht zu Mindereinnahmen bei den Erzeugern führen, sondern in die Energiepreise eingepreist werden. Dies ist zumindest in Stunden, in denen die entsprechenden Erzeuger preissetzend sind, anzunehmen.

Aus Sicht der Beschlusskammer sind mengenbezogene Einspeiseentgelte aufgrund der fehlenden Grenzkostenneutralität (Belastung pro eingespeister kWh) für die Verteilung der einspeisebezogenen Netzkosten ungeeignet. Mengenbezogene Einspeisenentgelte stellten laut BNetzA direkte zusätzliche variable Kosten dar, die grundsätzlich in die Gebote am Strommarkt eingepreist und damit direkt weitergewälzt werden könnten. Bei einer Weiterwälzung der Einspeiseentgelte würden die adressierten Kosten letztlich über einen höheren Strompreis an die Verbraucher direkt weitergereicht. Mit der Erhöhung des Strompreises würde sich eine Umverteilung zulasten größerer Verbraucher ergeben, da diese nun den für alle Verbraucher gleichen aber nach Einführung von mengenbezogenen Einspeiseentgelten höheren Marktpreis für Strom zahlten. Im Gegensatz zum Stromhandelspreis, der zunächst für alle gleich sei, zahlten größere Stromverbraucher aber aufgrund der Kostenwälzung bereits niedrigere Netzentgelte, die durch Sonderregelungen, z. B. für die stromintensive Industrie, noch deutlich niedriger ausfallen könnten. Dies wirke der gewohnten und in der Regel auch volkswirtschaftlich effizienten Verteilungssystematik zwischen den Gruppen der Letztverbraucher entgegen.

Der VEA stimmt der Einschätzung der Beschlusskammer zu, dass ein mengenbezogenes Einspeiseentgelt die Kosten der Einspeisung unmittelbar erhöht und damit zu einer Verteuerung jeder zusätzlich eingespeisten Kilowattstunde führt. Diese zusätzlichen variablen Kosten können von den Einspeisern grundsätzlich in die Gebote am Strommarkt eingepreist werden. Dadurch

besteht die Möglichkeit, dass sich das allgemeine Strompreisniveau erhöht und die zusätzlichen Kosten letztlich über den Strommarkt an die Verbraucher weitergegeben werden. Hiervon wären auch solche Letztverbraucher betroffen, die aufgrund bestehender Regelungen bereits von reduzierten Netzentgelten profitieren. Eine solche Kostenverlagerung würde die bestehende Verteilungssystematik zwischen den verschiedenen Letztverbrauchergruppen entsprechend verändern.

Gerade vor diesem Hintergrund halten wir eine an den tatsächlichen Netzkosten und an den Anforderungen eines effizienten und netzdienlichen Netzbetriebs ausgerichtete Ausgestaltung der Netzentgelte für sachgerecht. Netzentgelte sollten grundsätzlich die Anreize für eine netzdienliche Nutzung des Netzes setzen und eine verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten ermöglichen. Die von der Beschlusskammer angeführte Argumentation zielt demgegenüber maßgeblich auf die Vermeidung von Belastungen bestimmter Verbrauchergruppen. Insoweit ist sie letztlich weniger netzwirtschaftlich als vielmehr industriepolitisch geprägt. Aus unserer Sicht sollte die Ausgestaltung der Netzentgelte jedoch primär an netzwirtschaftlichen Kriterien wie Kostenverursachung, Netzdienlichkeit und effizienter Netznutzung ausgerichtet werden.

Die Reform der Netzentgeltsystematik sollte konsequent auf die Ziele Netzdienlichkeit, Kosteneffizienz und eine möglichst verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten ausgerichtet werden. Im Mittelpunkt sollte dabei die Frage stehen, wie durch die Ausgestaltung der Netzentgelte Anreize für eine möglichst effiziente Nutzung der bestehenden Netzinfrasturktur geschaffen und zugleich unnötiger Netzausbau vermieden werden kann.

Die größten Herausforderungen der Energiewende liegen zunehmend in den Verteilnetzen. Der starke Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, sowie die zunehmende Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie führen zu erheblichen Veränderungen der Last- und Einspeisestrukturen. Gleichzeitig entstehen neue Anforderungen durch zeitlich stark schwankende Einspeisung und Nachfrage. Diese Entwicklungen machen es erforderlich, die vorhandenen Netzkapazitäten möglichst effizient zu nutzen und Lasten sowie Einspeisung stärker an den tatsächlichen Netzgegebenheiten auszurichten.

Daher sollten für alle Netznutzer – sowohl auf der Einspeise- als auch auf der Verbrauchsseite – geeignete **netzdienliche Anreize** geschaffen werden. Netzentgelte sollten dabei Preissignale setzen, die eine Verlagerung von Verbrauch und Einspeisung in netzverträgliche Zeiten und Regionen fördern und damit einen Beitrag zur Vermeidung bzw. Reduzierung von Netzausbau leisten. Entscheidend ist, dass diese Anreize grundsätzlich technologie- und akteursneutral ausgestaltet werden.

Eine solche Ausrichtung würde die Netzentgeltreform stärker an ihrem eigentlichen netzwirtschaftlichen Zweck orientieren: die vorhandene Infrastruktur effizient zu nutzen,

Netzausbaukosten zu begrenzen und die mit der Transformation des Energiesystems verbundenen Kosten möglichst effizient auf die Netznutzer zu verteilen. Industriepolitische oder verteilungspolitische Ziele sollten demgegenüber nicht über die Netzentgeltsystematik verfolgt werden, sondern – sofern politisch gewollt – über dafür geeignete und transparent ausgewiesene Instrumente.

4. Tenor Ziffer 12 Entgelte mit Anreizfunktion

Allgemeine Einschätzung

Dynamische Netzentgelte sind von besonderer Bedeutung, um über eine wirksame Anreizfunktion netzdienliches Verhalten zu fördern und damit Netzausbau- und Redispatchkosten zu reduzieren. Sie können somit einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die Transformation der Netze wettbewerbsfähig zu gestalten und zu verhindern, dass die hohen Kosten des erforderlichen Netzausbaus über steigende Netzentgelte den Strompreis zunehmend belasten und somit wettbewerbsfähige Transformation erschweren.

Im aktuellen Festlegungsentwurf sehen wir die zukünftige Implementierung dynamischer Netzentgelte sowie die Schaffung von netzdienlichen Signalen nicht ausreichend berücksichtigt.

Gesonderte Festlegung zur Ausgestaltung

Wir erkennen die besonderen Herausforderungen bei der Einführung dynamischer Netzentgelte an, die sich aus den dafür erforderlichen Prognosen und anderem Aufwand zur Umsetzung ergeben. Auch wir haben weitergehende und detaillierte Analysen zur prognostizierten Wirkungsweise dynamischer Netzentgelte gefordert.

Gleichzeitig halten wir die Einführung einer effektiven Anreizkomponente für notwendig, um netzdienliches Verhalten anzureizen und dadurch Netzausbau- und Redispatchkosten zu senken. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir eine möglichst zeitnahe Festlegung zur Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte.

Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob dynamische Netzentgelte auf weitere Nutzergruppen ausgeweitet werden können, um das vorhandene Flexibilitätspotenzial möglichst umfassend für das Gesamtsystem nutzbar zu machen.

Eine Aussetzung dynamischer Netzentgelte ohne gleichzeitige Implementierung einer adäquaten Ersatzlösung lehnen wir ab. Werden dynamische Netzentgelte ausgesetzt, muss sichergestellt sein, dass an anderer Stelle wirksame Anreize für netzdienliches Verhalten geschaffen werden. Hierfür empfehlen wir die Einführung zeitvariabler Netzentgelte. Diese bieten aus unserer Sicht durch ihre höhere Planbarkeit das Potenzial, sowohl für Netzbetreiber als auch für Netznutzer ein planbares und effizientes Netzengpassmanagement zu ermöglichen und damit die netzdienliche Steuerung

von Verbrauch und Erzeugung zu unterstützen. Bei der konkreten Ausgestaltung von Netzentgelten mit Anreizfunktion sollte insbesondere darauf geachtet werden, ein möglichst wirksames netzdienliches Verhalten der Akteure anzureizen. Dabei sollten neben Knappheitssignalen aus den Übertragungsnetzen auch Knappheitssignale aus den Verteilnetzen, insbesondere aus der Mittelspannung, berücksichtigt werden. Voraussetzung hierfür ist die Netzebenen 4 bis 7 zeitnah zu digitalisieren und so Netzengpässe in diesen Ebenen sichtbar zu machen.

Gerade in diesen Netzebenen ist nach unserem Kenntnisstand die Netzknappeit besonders ausgeprägt. Dies hat bereits heute erhebliche Auswirkungen auf Unternehmen und führt zu stark verzögerten Netzanschlüssen und Netzerweiterungen mit gravierenden Folgen für Transformation, Standortsicherung und Wettbewerbsfähigkeit. Engpassgebiete, in denen aus Kapazitätsgründen keine Neuanschlüsse und/oder Anchlusserweiterungen mehr gewährt werden, müssen transparent ausgewiesen werden. Um den Druck in diesen Ebenen zu verringern, ist es von besonderer Relevanz, die dort vorhandenen Netzengpässe durch geeignete Preissignale für die Netznutzer sichtbar zu machen.

Ausschluss von Letztverbrauchern auf unbestimmte Zeit

Den Ausschluss von Letztverbrauchern von dynamischen Netzentgelten auf unbestimmte Zeit sehen wir kritisch. Insbesondere durch den Ausschluss industrieller Abnehmer geht erhebliches Flexibilitätspotenzial für das Gesamtsystem verloren.

Dies gilt in besonderem Maße für den Mittelstand, wenn die parallele Diskussion über die Sondernetzentgelte und die dort diskutierte Schwelle von 10 GWh/a berücksichtigt wird. Eine fehlende Einführung dynamischer Netzentgelte für industrielle Verbraucher bei gleichzeitiger Implementierung einer 10-GWh-Schwelle in einer Folgeregelung zu den Sondernetzentgelten birgt die Gefahr, dass ein erheblicher Teil des Flexibilitätspotenzials mittelständischer Unternehmen für das Energiesystem nicht genutzt wird.

Viele mittelständische Unternehmen haben im Rahmen der atypischen Netznutzung bereits Flexibilitätspotenziale umgesetzt. Dieses bereits vorhandene Potenzial nun nicht für eine Senkung der Systemkosten nutzbar zu machen, erscheint aus unserer Sicht nicht sachgerecht. Dieses Potenzial liegt zudem wie der Großteil mittelständischer Unternehmen selbst in der Mittelspannung und könnte zielgenau zum Netzengpassmanagement in der stark unter Druck stehenden Verteilnetzebene genutzt werden.

Ortsgebundene Unternehmen und regionale Netzengpässe

Sollte eine Festlegung dynamischer Netzentgelte für Letztverbraucher umgesetzt werden, sollte zugleich sichergestellt werden, dass ortsgebundene Unternehmen nicht aufgrund ihrer Lage hinter einem Netzengpass strukturell benachteiligt werden. Gerade für Industrie- und

Mittelstandsunternehmen bestehen häufig nur begrenzte Möglichkeiten, ihren Standort oder ihre netzseitige Anbindung kurzfristig zu verändern. Ein dynamisches Netzentgelt sollte daher nicht dazu führen, dass Unternehmen allein aufgrund ihrer geografischen Lage dauerhaft mit höheren Kosten belastet werden, obwohl sie selbst nur eingeschränkte Möglichkeiten haben, auf die zugrunde liegende Netzsituation zu reagieren.

Alternative: Zeitvariable Netzentgelte

Zeitvariable Netzentgelte unterscheiden sich von einer dynamischen Arbeitspreiskomponente insbesondere hinsichtlich der Vorlaufzeit ihrer Veröffentlichung und der Granularität des Preissignals. Zeitfenster und betroffene Gebiete würden bereits mit ausreichendem Vorlauf für den jeweils festzulegenden Zeitraum (z. B. jährlich, quartalsweise oder wöchentlich) veröffentlicht. Nach den vorliegenden Erkenntnissen, beispielsweise aus der Atypik-Regelung, können zeitvariable Netzentgelte praxistaugliche Anreize für netzdienliches Verhalten setzen und damit das Netzengpassmanagement vereinfachen.

Ob zeitvariable Netzentgelte aufgrund der mangelnden Sichtbarkeit von Netzengpässen auf Verteilnetzebene ergänzend zu dynamischen Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene sinnvoll wären oder ob aufgrund ihrer besseren Planbarkeit zeitvariable Netzentgelte grundsätzlich sowohl auf Übertragungsnetz- als auch auf Verteilnetzebene eingeführt werden sollten, sollte Gegenstand einer weiteren Evaluation sein.

Für die Einführung zeitvariabler Netzentgelte empfehlen wir zudem die zeitnahe Einbindung von Letztverbrauchern. Die damit verbundenen längeren Vorlaufzeiten sind aufgrund ihrer Planbarkeit insbesondere für den industriellen Mittelstand geeignet, um Flexibilitäten zu heben.

Um zusätzliches Flexibilitätspotenzial zu heben, sollte sichergestellt werden, dass die durch zeitvariable Netzentgelte gesetzten Anreize in einem angemessenen Verhältnis zu den Investitionskosten stehen, die für die Erschließung dieses Flexibilitätspotenzials erforderlich sind. Aus unserer Sicht liegt ein weiterer Vorteil zeitvariabler Netzentgelte darin, dass sowohl Netzbetreiber als auch Netznutzer auf bestehende Erfahrungswerte aus der Atypik-Regelung zurückgreifen können. Das von mittelständischen Unternehmen im Rahmen dieser Regelung bereits erschlossene Flexibilitätspotenzial könnte auf diese Weise weiterhin für das Energiesystem nutzbar gemacht werden.

5. Tenorziffer 15 Aufschlag für besondere Netznutzung (bislang § 19 StromNEV Umlage)

Die Mindereinnahmen durch ein verringertes Netzentgelt aufgrund der Sondernetzentgelte für die Industrie sowie aufgrund der Mehrkosten für die Integration der EE-Anlagen werden als Aufschlag auf Netzentgelte umgelegt. Die

BNetzA plant nun, die zukünftige Begrenzung dieser Umlagen entsprechend der Regelungen des Energiefinanzierungsgesetzes zu begrenzen.

Der VEA weist darauf hin, dass das Energiefinanzierungsgesetz die sogenannte KUEBLL-Liste zugrunde legt. Nur Wirtschaftszweige, die dort gelistet und damit berechtigt sind, die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch zu nehmen, können die Umlagenbegrenzung geltend machen. In der Konsequenz bedeutet das, dass viele Unternehmen, die bislang eine Begrenzung nach § 19 Absatz 2 StromNEV geltend machen konnte, zukünftig nicht mehr entlastet werden.

Neben der sektoralen Zugangsvoraussetzung werden im EnFG auch ökologische Gegenleistungen gefordert. Dies bedeutet weiteren bürokratischen Aufwuchs und ist abzulehnen.

Zudem fallen die Entlastungen selbst für die Unternehmen, die auf der KUEBLL-Liste stehen, in vielen Fällen geringer aus, als nach dem aktuellen Stand.

In der aktuellen wirtschaftlichen Situation sind das die falschen Signale, die auch den politischen Versprechungen, den Strompreis zu senken, widersprechen. Zu Beginn der Legislatur wurde angekündigt, Unternehmen und Verbraucher in Deutschland dauerhaft um mindestens fünf Cent pro kWh zu entlasten. Dafür sollten unter anderem Umlagen und Netzentgelte reduziert werden. Diese Entlastung wäre auch essentiell sowohl für heute schon stromintensive Unternehmen als auch für Unternehmen, die durch Elektrifizierung erst stromintensiv werden. Nun soll es - dem widersprechend - sogar zu einer weiteren Belastung kommen.

Unsere Forderung:

Aus den genannten Gründen widersprechen wir einer weiteren und zusätzlichen Umlagenbelastung deutlich. Wir empfehlen, die Voraussetzung für eine Umlagenreduzierung auch weiterhin an den Mechanismus des § 19 Absatz 2 StromNEV in Verbindung mit dem KWKG zu binden.

6. Tenorziffer 17 Übergangsvorschriften

Allgemeine Einschätzung

Wir begrüßen grundsätzlich die Bestrebung der Bundesnetzagentur, für Bestandskunden der Bandlast und der Atypik Übergangsfristen von drei Jahren vorzusehen. Gleichzeitig sehen wir die geplante Verknüpfung der Übergangsregelung Atypik mit einer Verbrauchsschwelle von 10 GWh/a aus rechtlicher und sachlicher Sicht kritisch.

Alle Bestandskunden sind betroffen

Die Begründung für diese Differenzierung erscheint uns insbesondere unter Gleichbehandlungs- und Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten fragwürdig. Die Bundesnetzagentur führt hierzu an, dass die Schwelle von 10 GWh/a die Gruppe der besonders betroffenen Bestandskunden innerhalb der Atypik kennzeichne. Diese Kunden hätten in der Vergangenheit Investitionen tätigen müssen, um die Voraussetzungen für die Nutzung der Atypik zu erfüllen. Bei einem ersatzlosen Wegfall der Regelung würden ihre Elektrizitätsversorgungskosten entsprechend erheblich ansteigen.

Bei Bestandskunden mit einem Verbrauch von weniger als 10 GWh/a wird hingegen davon ausgegangen, dass die Kriterien der Atypik ohne entsprechende Investitionen erfüllt wurden. Eine konkrete Auseinandersetzung mit den Auswirkungen eines Wegfalls der Atypik auf die Elektrizitätsversorgungskosten dieser Unternehmen erfolgt nicht.

Diese Differenzierung können wir aus unserer Erfahrung mit Unternehmen des energieintensiven Mittelstands nicht bestätigen. Vielmehr gibt es eine Vielzahl von Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von weniger als 10 GWh/a, die im Zusammenhang mit der Atypik gezielt Investitionen vorgenommen und ihre Produktions- und Verbrauchsprozesse flexibilisiert haben, um Hochlastzeitfenster zu vermeiden.

Hinzu kommt, dass zahlreiche dieser Unternehmen energieintensiv sind und Energiekosten einen erheblichen Anteil ihrer Gesamtkosten ausmachen. Ein Wegfall der Atypik kann daher auch bei einem Jahresverbrauch von weniger als 10 GWh/a zu erheblichen zusätzlichen Belastungen führen. Die wirtschaftliche Betroffenheit lässt sich folglich nicht allein anhand einer starren Verbrauchsschwelle bestimmen.

Eine starre Schwelle von 10 GWh/a mit einem unmittelbaren „Fallbeileffekt“ erscheint vor diesem Hintergrund als ungeeignetes und sachlich nicht hinreichend differenzierendes Kriterium. Sie führt dazu, dass Unternehmen mit vergleichbaren Investitionen und vergleichbaren systemdienlichen Beiträgen allein aufgrund ihres Verbrauchs unterschiedlichen Übergangsregelungen unterworfen werden.

Europäische Vorgaben: Verhältnismäßigkeit und Gleichbehandlungsgebot

In diesem Zusammenhang möchten wir zudem auf die im Electrification Action Plan der Europäischen Kommission hervorgehobenen Grundsätze hinweisen. Danach sollten Netzentgeltregelungen in einem angemessenen Verhältnis zu den von den jeweiligen Marktteilnehmern erbrachten Gegenleistungen bzw. systemdienlichen Beiträgen stehen. Zugleich sollte bei vergleichbaren systemdienlichen Beiträgen eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Regelungen gewährleistet sein.

Vor diesem Hintergrund ist insbesondere die unterschiedliche Behandlung von Bandlast und Atypik kritisch zu hinterfragen. Während Bestandskunden der Bandlast unverändert in die Übergangsregelung einbezogen werden sollen, werden Bestandskunden der Atypik mit einem

Verbrauch von weniger als 10 GWh/a von dieser Übergangsregelung ausgeschlossen. Dies erscheint insbesondere deshalb unverhältnismäßig, weil die Atypik – anders als die Bandlast – zumindest einen Anreiz zur Vermeidung von Hochlastzeitfenstern und damit zu einem flexibleren und netzdienlicheren Verbrauchsverhalten setzt.

Es ist aus unserer Sicht daher nicht nachvollziehbar, weshalb ein Bestandsmodell ohne Flexibilitätsanreiz vollständig von einer Übergangsregelung profitieren soll, während Unternehmen, die ihr Verbrauchsverhalten gerade aufgrund der Atypik flexibilisiert und entsprechende Investitionen vorgenommen haben, allein aufgrund einer starren Verbrauchsschwelle von dieser Übergangsregelung ausgeschlossen werden.

Unsere Forderung:

Wir fordern daher, die Übergangsregelung für die Atypik vollumfänglich auf alle Bestandskunden unabhängig von einer Verbrauchsschwelle von 10 GWh/a zu erstrecken.

Die Übergangsregelung sollte sich damit am bestehenden Status als Bestandskunde orientieren und nicht an einer starren Verbrauchsgrenze. Nur auf diese Weise lässt sich gewährleisten, dass vergleichbare Investitionen und systemdienliche Beiträge gleichbehandelt werden und die erheblichen wirtschaftlichen Auswirkungen eines Wegfalls der Atypik für alle betroffenen Bestandskunden angemessen berücksichtigt werden.