



**Stellungnahme zur Konsultation zum
Festlegungsverfahren zur Abschmelzung der
Entgelte für dezentrale Erzeugung nach § 18
StromNEV, Az. GBK-25-02-1#1**

Düsseldorf, 21. Mai 2025



**Stellungnahme zur Konsultation zum Festlegungsverfahren
zur Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung
nach § 18 StromNEV**

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) schlägt vor, beginnend zum 1. Januar 2026 die Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (im Folgenden „vNNE“ genannt) für Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen um 25% abzuschmelzen und in den Folgejahren um die gleiche absolute Höhe zu reduzieren, damit diese zum 1.1.2029 in Gänze entfallen. Die BNetzA begründet dies u.a. mit der dadurch möglichen Reduzierung der Netzentgelte sowie der fehlenden Kostenersparnis für die Verteilernetzbetreiber durch die vNNE. Die BNetzA erwartet bereits für das Jahr 2026 eine Einsparung von € 250 Mio., was umgerechnet die Stromnetzentgelte um 0,05 ct/kWh (bezogen auf einen Stromverbrauch von 500 TWh) absenken würde. Zum Vergleich: Laut Monitoring-Bericht der BNetzA von 2023 lag für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh der mengengewichtete Mittelwert der Netzentgelte bei 9,35 ct/kWh (S. 23).

Entgelte für die dezentrale Erzeugung werden an Erzeugungsanlagen gezahlt, die an das Verteilernetz angeschlossen sind und durch ihre Erzeugung zum Zeitpunkt der höchsten Entnahme aus dem vorgelagerten Netz zu einer Entlastung der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen führen. Die bestehenden Regelungen zu den vermiedenen Netzentgelten wurden zum 1.1.2018 durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz umfangreich reformiert. Für Bestandsanlagen wurde das absolute Niveau der vNNE eingefroren, der Anstieg der Netzentgelte führt entsprechend nicht mehr zu einem Anstieg der Vergütung der vermiedenen Netzentgelte bzw. die Inflation führt dadurch de facto zu einer realen Absenkung der Vergütung. Für Neuanlagen sind die Zahlungen generell ab 2023 abgeschafft. Damit findet ab 2023 ohnehin eine Degression der Kosten statt, da die Altanlagen, die noch von der Regelung profitieren nach und nach aus dem Markt ausscheiden.

Uniper lehnt den Vorschlag der BNetzA aus folgenden Gründen ab:

1. Die Stromnetzentgeltverordnung läuft Ende 2028 aus. Die Bundesnetzagentur bereitet aktuell die Entwicklung einer Nachfolgeregelung vor („AgNeS“) und wird dazu Anfang Juni einen ersten Expertenworkshop abhalten sowie ein Eckpunktepapier vorlegen. Vor diesem Hintergrund und angesichts der Tatsache, dass sich die BNetzA auch schon früher kritisch zu den vNNE geäußert hat, ist eine Änderung der vNNE-Systematik zum 1.1.2029 für alle Beteiligten grundsätzlich erwartbar gewesen, ein sofortiger Wegfall oder auch eine stufenweise Abschmelzung beginnend bereits zum 1.1.2026 als vermeintlich milderes Mittel gegenüber einer vollständigen Streichung jedoch ausdrücklich nicht. Ein solcher früher Eingriff würde die wichtigen Fahrplananreize der vNNE für eine netzdienliche Steuerung drastisch mindern, bevor AgNeS als Nachfolgeregelung greift.
2. Die BNetzA begründet die Einführung eines Abschmelzungsmechanismus ab dem 1.1.2026 als Alternative zu einem vollständigen Wegfall mit der Wahrung des Vertrauensschutzes für die Kraftwerksbetreiber (S. 6 des Beschlussentwurfs). Jedoch ist dies aus Sicht Unipers nicht der Fall, da auch die Einführung eines Abschmelzungsmechanismus gegen den Vertrauensschutz verstößt.

Ganz im Gegenteil ist vor dem Hintergrund der voraussichtlich existentiellen Auswirkung der Abschmelzung der vNNE für eine Vielzahl von Kraftwerken ein Beginn der Abschmelzung bereits ab dem 01.01.2026 auch deshalb unbillig, weil es den Betreibern wirtschaftlich gefährdeter Erzeugungsanlagen so nicht einmal möglich wäre, eine vorläufige oder endgültige Stilllegung fristgerecht nach § 13b EnWG anzuzeigen. Es besteht dadurch die Gefahr, dass die Betreiber in einen defizitären temporären Weiterbetrieb gezwungen werden, weil eine Stilllegung aufgrund gesetzlicher Restriktionen erst zu einem späteren Zeitpunkt möglich ist. Aufgrund der Systematik der Bestimmung der Höhe der vNNE für eine Erzeugungsanlage besteht zudem das Risiko,

dass eine Anlage, die unterjährig stillgelegt wird, für das angebrochene Jahr gar kein Entgelt mehr erhält, wenn die Lastspitze in den Teil des Kalenderjahres fällt, in dem die Anlage bereits stillgelegt war. Dies stellt eine weitere, nicht hinzunehmende wirtschaftliche Gefahr für die betroffenen Anlagenbetreiber dar. In der derzeitigen Form gewährleistet der Vorschlag somit keinen angemessenen Übergangszeitraum. Eine Abschmelzung der vNNE bereits acht Monate nach Verfahrensöffnung ist nicht akzeptabel.

3. Für ältere Kraftwerke stellen die vNNE eine wesentliche Einnahmequelle dar. Es besteht die ernstzunehmende Gefahr, dass deutschlandweit zahlreiche Anlagen bei Wegfall der vNNE kurzfristig aus dem Markt ausscheiden werden – auch bei Uniper. Wir halten das Signal, das von einem solchen kurzfristigen und unerwarteten Marktaustritt ausgehen könnte, für äußerst problematisch für den Investitionsstandort Deutschland und für die Versorgungssicherheit:
 - Deutschland hat bereits heute ein dezidiertes Defizit an gesicherter Leistung. Im Winter 2024/25 musste Deutschland zeitweise bis zu 20 GW aus dem europäischen Ausland importieren. Die Folge waren Strompreisspitzen, deren Bekämpfung sich die Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag zur Aufgabe gemacht hat. Ein kurzfristiges Ausscheiden weiterer Kraftwerke aufgrund wegbrechender Einnahmen aus den vNNE widerspricht klar dem aktuell verfolgten energiepolitischen Ziel, Strompreisspitzen zu reduzieren. Wenn die erhoffte Senkung der Netzentgelte durch höhere Großhandelspreise kompensiert wird, tritt der gewünschte Effekt der Preissenkung nicht ein.
 - Sofern das Ausscheiden systemrelevanter Kraftwerke durch Wegfall von vNNE provoziert wird, tritt der erhoffte Rückgang der Netzentgelte gar nicht in voller Höhe ein. Die Folge ist dann vielmehr ein Anstieg der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Reservehaltung in möglicherweise ähnlicher Höhe. Sofern dadurch Kraftwerke in Süddeutschland in die Netzreserve oder die endgültige Stilllegung getrieben werden, könnten auch die Redispatchkosten weiter ansteigen, da das Leistungsdefizit in Süddeutschland sich ausweitet. Es ist daher zu erwarten, dass die von der BNetzA durch den Abschmelzungsmechanismus erwarteten Kosteneinsparungen in Höhe von ca. 3 Mrd. EUR von 2026 bis 2029 durch steigende Kosten an anderer Stelle amortisiert werden.
 - Die Bundesregierung ist bemüht, mit der Kraftwerksstrategie Anreize für den Neubau von Kraftwerken zu setzen. Es erscheint mehr als widersinnig, wenn die BNetzA gleichzeitig durch das Abschmelzen der vNNE Bestandsanlagen kurzfristig aus dem Markt drängt. Ganz dezidiert schreibt die neue Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag, dass sich der Zeitplan, Kohlekraftwerke vom Netz zu nehmen, danach richten muss, wie schnell es gelingt neue steuerbare Anlagen zuzubauen. Diese Richtschnur muss erst Recht auch für gasbetriebene und sonstige dezentrale Kraftwerke gelten, die von den vNNE profitieren.
 - Bereits heute sind 26 Kraftwerksblöcke Teil der Netzreserve der ÜNB. Mit einer installierten Leistung von 10.051 MW sind die ÜNB damit bereits heute der größte „Betreiber“ konventioneller Kraftwerke in Deutschland bezogen auf die installierte Leistung. BNetzA und Politik sollten vor diesem Hintergrund alles daran setzen, dass diese Konzentration von Erzeugungskapazitäten in den Händen der ÜNB nicht noch weiter ansteigt.

4. Die Bundesregierung plant die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Ziel der letzten Regierung war es, diesen bis 2028 operational zu haben. Auch wenn durch die Neuwahlen eine gewisse Verzögerung eingetreten ist, halten wir diese zeitliche Ambition noch immer

für erreichbar. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes stellt eine fundamental neue Weichenstellung dar. Kraftwerke erhalten dann eine Prämie für Ihren Beitrag zur Deckung der Jahreshöchstlast. Dies ist aus Sicht eines Stromerzeugers auch deutlich zielführender als ein Beitrag seines Kraftwerks zur Verminderung der Netzhöchstlast. Die Aussicht auf potentielle Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt stellt eine sehr gute Kompensation für den möglichen Wegfall von Einnahmen aus den vNNE dar. Aus Sicht von Uniper würde die Einführung eines Kapazitätsmarktes im Jahr 2029 sehr gut mit einer zeitgleichen Abschaffung der vNNE korrespondieren. Umgekehrt wäre es aber extrem nachteilig, wenn durch den partiellen Wegfall der vNNE Anlagen bereits 2026 oder 2027 aus dem Markt ausscheiden würden und dann mit Einführung des Kapazitätsmarktes der Bau zusätzlicher Anlagen erforderlich würde. Ziel von Bundesregierung und BNetzA sollte es vielmehr sein, den Kapazitätsmarkt und vNNE aufeinander abzustimmen. Sobald die Erzeuger von den Sicherheiten des Kapazitätsmarktes profitieren, sind die vNNE obsolet.

5. Regelbare Kraftwerke vermindern die Netzhöchstlast und entlasten – vor allem in Bezug auf den verzögerten Übertragungsnetzausbau – die vorgelagerten Netzkomponenten. Die BNetzA verweist zwar darauf, dass in einer Evaluierung im Monitoringbericht 2022 nachgewiesen worden sei, dass alle Verteilernetzbetreiber ihre Netzanschlüsse so dimensionieren, dass die Jahreshöchstlast des Elektrizitätsbezugs allein durch den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz erfüllt werden kann. Wir möchten jedoch in Frage stellen, ob der Monitoringbericht, für den eine Großzahl unterschiedlichster Statistiken ohne Fokus oder spezifische inhaltliche Analyse zusammengetragen werden, die geeignete Quelle ist, auf der Entscheidungen der BNetzA beruhen sollten. Selbst wenn aber diese Schlussfolgerung richtig ist, so bleibt es doch dabei, dass der dezentral eingespeisten Strommenge und -leistung tatsächlich weniger Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene gegenüberstehen. Würde die Leistung also nicht vor Ort eingespeist, müsste die entsprechende Strommenge aus dem vorgelagerten Netz entnommen und bepreist werden. D.h. beim Wegfall der vermiedenen Netzentgelte würden die Kosten nicht gänzlich entfallen, sondern es fielen höhere vorgelagerte Netzentgelte für den örtlichen Netzbetreiber an, die an die Verbraucher weitergegeben würden. Potentiell profitieren würden also wahrscheinlich nur die Netzbetreiber, die derzeit keine vNNE zahlen müssen und die entsprechend einen geringeren Anteil an den Kosten des vorgelagerten Netzes verrechnet bekämen.
6. Die vom § 18 StromNEV profitierenden dezentralen Erzeuger erfüllen zwei wichtige Funktionen für das Stromsystem: Netzabsicherung durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen und die Leistungsabsicherung für Nachfragespitzen. Es sind die dezentralen Erzeugungsanlagen, die die Resilienz des deutschen Energiesystems prägen. Auch wenn es vielleicht zu früh ist, Schlussfolgerungen aus dem Blackout auf der spanischen Halbinsel zu ziehen, so ist doch klar, dass jedes konventionelle Kraftwerk mit seiner rotierenden Masse einen Beitrag zur Sicherheit des Versorgungssystems leistet. Jetzt schnell Kraftwerke aus dem Markt zu drängen, erscheint unangemessen im Hinblick auf die Sicherheit der Energieversorgung.
7. Zuletzt ist festzustellen, dass die von der BNetzA zur Begründung der Tenorziffer 2 des Festlegungsentwurfs abgefassten Argumente für eine vorzeitig beginnende Abschmelzung der vNNE auch aus rechtlicher Sicht nicht überzeugen können. Sowohl die aufgeführten Aspekte zur Kostenorientierung und Kosteneffizienz der Netzentgelte, dem Diskriminierungsverbot als auch zum Verbraucherschutz wiegen nicht schwerer als der Vertrauensschutz von Betreibern von Erzeugungsanlagen, die Entgelte für dezentrale



Stellungnahme zur Konsultation zum Festlegungsverfahren zur Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung nach § 18 StromNEV

Einspeisung erhalten. Die mit der vorzeitigen Abschmelzung der vNNE einhergehenden wirtschaftlichen Risiken der betroffenen Anlagenbetreiber – und damit auch die möglichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit – sind bereits deshalb höher zu gewichten, da die Argumente der BNetzA inhaltlich nicht haltbar sind. So ist davon auszugehen, dass die von der BNetzA prognostizierte Kostenersparnis von steigenden Systemkosten an anderer Stelle amortisiert werden, wodurch auch das Argument des Verbraucherschutzes fällt. Ferner ist festzuhalten, dass aus Sicht Unipers die Zahlung von vNNE an Betreiber von an unterhalb der Höchstspannung angeschlossene Erzeugungsanlagen auch keine Diskriminierung darstellt, da ein entsprechender systementlastender Effekt durch die dezentrale Erzeugung erkennbar ist, der durch Erzeugungsanlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, nicht erbracht werden kann. Auch das Argument der Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben kann nicht verfangen, da die Einführung eines Abschmelzungsmechanismus nicht die Unionsrechtswidrigkeit der StromNEV heilen kann.

Fazit: Das System der vermiedenen Netzentgelte basiert auf einer Reform des Strommarktes vor einigen Jahren. Uniper möchte sich der Diskussion über eine weitere Reform nicht verschließen. Wir sehen diese jedoch in sehr engen Zusammenhang mit der Neuregelung der NetzentgeltVO (AgNeS) zum 1.1.2029 sowie der geplanten Einführung eines Kapazitätsmarktes. Die vorschnelle Abschaffung der vNNE, ohne die beiden übrigen Aspekte in die Überlegungen einzubeziehen, lehnen wir ab.

Über Uniper

Uniper ist ein europäisches Energieunternehmen mit globaler Reichweite mit Sitz in Düsseldorf und Aktivitäten in mehr als 40 Ländern. Mit rund 7.500 Mitarbeitenden leistet das Unternehmen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Europa, insbesondere in seinen Kernmärkten Deutschland, Großbritannien, Schweden und den Niederlanden. Die Aktivitäten von Uniper umfassen die Stromerzeugung in Europa, den weltweiten Energiehandel sowie ein breites Gasportfolio. Uniper beschafft Gas – auch als verflüssigtes Erdgas (LNG) – und andere Energieträger auf den Weltmärkten. Das Unternehmen bewirtschaftet Gasspeicher mit einer Kapazität von mehr als 7 Milliarden Kubikmetern.

Uniper beabsichtigt, bis 2040 CO₂-neutral zu sein. Dazu transformiert das Unternehmen die eigenen Kraftwerke und Anlagen und investiert in flexible und planbare Anlagen zur Stromerzeugung. Bereits heute ist das Unternehmen einer der größten Betreiber von Wasserkraftwerken in Europa und treibt den weiteren Ausbau von Solar- und Windenergie als Schlüssel für eine nachhaltigere und sichere Zukunft voran. Uniper ergänzt sein Gasportfolio schrittweise um erneuerbare und CO₂-arme Gase wie Biomethan und baut ein Wasserstoffportfolio auf, mit dem Ziel der langfristigen Umstellung. Verbleibende CO₂-Emissionen will das Unternehmen durch hochwertige CO₂-Kompensationen ausgleichen.

Uniper ist ein verlässlicher Partner für Kommunen, Stadtwerke und Industrieunternehmen bei der Planung und Umsetzung innovativer, CO₂-reduzierender Lösungen auf dem Weg zur Dekarbonisierung ihrer Aktivitäten. Als Wasserstoff-Pionier ist Uniper weltweit entlang der gesamten Wertschöpfungskette aktiv und realisiert Projekte, um Wasserstoff als tragende Säule der Energieversorgung nutzbar zu machen.