27.02.2026

Stellungnahme zu
dynamischen Netzentgelten und Speichernetzentgelten
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.

Der VEA ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung eingetragen unter der Registernummer: R000594

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des Reformprozess zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) am 17. Dezember 2025 Orientirrungspunkte zu dynamischen Netzentgelten und am 16. Januar 2026 Orientierungspunkte zu Speichernetzentgelten veröffentlicht. Der VEA bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme, die gemessen am Diskussions- und Prozesstand noch vorläufig ist.

Nachfolgend finden Sie unter

- **I. die Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten** und unter
- **II. die Stellungnahme zu Speichernetzentgelten**

I. Stellungnahme Dynamische Netzentgelte

1) Grundsätzliche Anmerkungen

1. Ausgangslage im VEA

Im VEA sind mehr als 5000 Unternehmen aus dem energieintensiven Mittelstand zusammengeschlossen. Die meisten Abnahmestellen befinden sich in der Mittelspannung. Darunter und darüber verschlanken sich die Zahlen deutlich.

Hauptstadtbüro
Friedrichstraße 95 (IHZ)
10117 Berlin
[redacted]

Hauptgeschäftsstelle
Zeißstraße 72, 30519 Hannover
Telefon: 0511 9848-0
E-Mail: info@vea.de
Internet: www.vea.de

Die Netzentgelte als Teil der **Strompreise** sind essentiell sowohl für heute schon stromintensive Unternehmen als auch für Unternehmen, die durch Elektrifizierung erst stromintensiv werden. Die Unternehmen befinden sich schon heute in einer wettbewerblich schwierigen Situation. Unternehmen, die ihre Prozesswärme dekarbonisieren, müssen darüber hinaus künftig mit Unternehmen konkurrieren, die die Prozesswärme für ihre Produkte noch mit fossilen Brennstoffen produzieren.

Auch **Netzzugang und Anschlusserweiterungen** sind essentiell für Unternehmen, die die Elektrifizierung vorantreiben wollen und müssen. Steigende CO2 Preise, die Aussicht auf eine Stilllegung oder Umwidmung der Gasnetze und die Nachfrage großer Kunden nach klimafreundlichen Produkten lassen den Unternehmen keine Wahl, als in absehbarer Zeit ihre Produktion zu elektrifizieren. Es ist absehbar, dass ein kleinerer Teil die Wasserstoffroute nehmen, der weitaus größere Teil den Weg der Direktelektrifizierung gehen wird. Für die Elektrifizierung wird oft eine deutliche Vervielfachung der Netzanschlusskapazität nötig. Da die Netzkapazitäten schon heute knapp sind, scheitern viele Projekte an Absagen der Netzbetreiber, bzw. müssen um viele Jahre verschoben werden. Netzanschlüsse und Netzanschlusserweiterungen werden in den nächsten Jahren also eine Überlebensfrage für die Unternehmen. Vor diesem Hintergrund ist ein zeitlich angepasster, umfassender und effizienter Ausbau der Netze zentral.
Hierzu unterstützen wir den Ansatz der BNetzA, nicht nur auf die aktuellen Kosten und insb. die Redispatch Kosten zu fokussieren, sondern den größeren Rahmen und das deutlich höhere Risiko der drohenden, explodierenden Netzausbaukosten zu berücksichtigen.

2. Reform ohne Datengrundlage schwer absehbar

Im Laufe der aktuellen Diskussionen mit Unternehmen, anderen Verbänden und weiteren Stakeholdern wird immer klarer, dass es an einer fundierten Datengrundlage fehlt. Das gilt für Daten, die den tatsächlichen Auslastungsgrad der Netze widerspiegeln, aber auch für Daten, die zeigen, wer und welche Verhaltensweisen die größten Kostentreiber für die Netze sind. Viele Gesprächspartner äußern sich besorgt über die unzureichende Datengrundlage und kritisieren, dass Entscheidungen ohne belastbare Informationsbasis getroffen werden.

Auch das Orientierungspapier beschreibt ausdrücklich, dass die Netze der unteren Verteilnetzebenen 5 – 7 bislang nur teilweise ausreichend beobachtbar und Prozesse für das Engpassmanagement allenfalls punktuell vorhanden seien. Doch genau in der Verteilnetzebene sehen wir die größten Herausforderungen mit den gravierendsten Engpässen, dem herausforderndsten Ausbaubedarf inklusive der höchsten aufkommenden Kosten.

Ohne präzise Informationen zur zeitlich differenzierten Netzauslastung sowie passgenauen Ausbaubedarfen ist eine effiziente und zielführende Regelungsausgestaltung aus unserer Sicht nicht möglich. Wir empfehlen deshalb zunächst Voraussetzungen zu schaffen, die eine Erhebung von Daten, die Beobachtung des Netzes und das Management der Netze ermöglichen. Daten, die keine sicherheitsrelevanten Aspekte zeigen, sollten allen Stakeholdern zur Verfügung gestellt werden, um fundierte Entscheidungen zu ermöglichen.

Zusammenfassend geben wir zu bedenken, dass der AgNes Prozess nicht nur eine Netzreform ist, sondern die Leitplanken für die Transformation der Netze vorgeben soll. Die Investitionserfordernisse haben einen so gravierenden Umfang, dass wir es als unabdingbar erachten, zunächst belastbare Daten zu erheben und die Transformation dann so effizient wie möglich zu gestalten. Ineffiziente Lösungen drohen die Energiewende unbezahlbar zu machen und die Volkswirtschaft zu erdrücken.

Wir regen deshalb die Überlegung an, ob es nicht zielführender wäre, zunächst belastbare Daten, die der Findung substanzieller Lösungen dienen, zu sammeln. Diese Daten wären dann zu nutzen, um Modellierungen zu gestalten und konkrete Ableitungen zu den preislichen Auswirkungen bei den Netznutzern zu treffen. Gegebenenfalls wäre auch zu überlegen, ob die StromNEV zu diesem Zwecke nicht per Festlegung verlängert werden müsste.

3. Bedeutung Kundenanlage

Die Zukunft der Kundenanlage ist nach wie vor unsicher. Nach der EuGH-Entscheidung vom 28.11.2024 und dem BGH-Urteil vom 13.05.2025 hat der Gesetzgeber reagiert und eine Regelung geschaffen, nach der Kundenanlagen, die vor der jüngsten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes an ein Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden, bis zum 31.12.2028 von Vorgaben zur Regulierung von Energieversorgungsnetzen ausgenommen bleiben. Im besten Fall wird das EU Recht bis dahin so geändert, dass Kundenanlagen dauerhaft bestehen können. Im schlechtesten Fall müssten in Betriebsnetzen, die ehemals als Kundenanlage galten, mehrfache Netzentgelte für Eigenerzeugungsanlagen, für Speicher und für den Letztverbrauch gezahlt werden. Diese möglichen Wechselwirkungen müssen zwingend beachtet werden.

4. Integration der Reformvorhaben

Die Reformprozesse zu den Sondernetzentgelten nach § 19 StromNEV werden derzeit separat geführt, obwohl Querbezüge und Interdependenzen zur Netzentgeltsystematik bestehen. Wir empfehlen deshalb eine integrierte Betrachtung aller Elemente.

2) Zu den Orientierungspunkten

1. Netzdienlichkeit

Der VEA begrüßt es, dass ein netzdienliches Nutzungsverhalten im Vordergrund stehen soll. Netzentgelte sollten grundsätzlich daran ausgerichtet sein, welche Verhaltensweisen netzdienlich sind und damit letztlich auch Netzausbaukosten reduzieren.

2. Dezidierte Analyse der Kosten und Nutzen vor Einführung dynamischer Netzentgelte

Auch wenn wir die Intention begrüßen, dynamische Netzentgelte so auszugestalten, dass sie netzdienliche Verhaltensweisen incentivieren, möchten wir auf die erhebliche Komplexität sowie auf potenzielle Umverteilungseffekte hinweisen. Aus unserer Sicht sind insbesondere vor dem Hintergrund einer derzeit unzureichenden Datenlage die Wirkungen einer Einführung dynamischer Netzentgelte nicht ausreichend abschätzbar.

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass es derzeit an einer hinreichend belastbaren Prognosegrundlage fehlt, die es Netzbetreibern ermöglichen würde, bei der Festsetzung dynamischer lokaler Netzentgelte die regionale Erzeugungs- und Nachfragesituation mit der erforderlichen Genauigkeit vorherzusagen. Eine solche Prognosegenauigkeit wäre aber Voraussetzung für eine sachgerechte Ausgestaltung.

Vor diesem Hintergrund besteht ein erhebliches Risiko von Fehlanreizen infolge prognostischer Unsicherheiten. Unzutreffend gesetzte Entgeltsignale könnten ihre intendierte Lenkungswirkung verfehlen oder sogar gegenläufige Effekte auslösen. Dies würde nicht nur zu Effizienzverlusten führen, sondern könnte darüber hinaus zusätzliche Systemkosten verursachen und bestehende Netzengpässe verschärfen.

Zudem sind potenzielle regionale Verteilungswirkungen sorgfältig zu prüfen. Es ist zu erwarten, dass die Einführung räumlich differenzierter dynamischer Netzentgelte strukturell zu bevorzugten und benachteiligten Regionen führen würde, insbesondere in Abhängigkeit von ihrer Lage im Netz und der daraus resultierenden Betroffenheit von Redispatch-Maßnahmen.

Wir halten es daher für erforderlich, vor einer flächendeckenden Einführung eine fundierte und transparente Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Diese sollte neben netztechnischen Effekten insbesondere Marktreaktionen, Prognoserisiken, administrative Umsetzungsaufwände sowie die Verteilungswirkungen systematisch untersuchen. An dieser Stelle möchten wir wiederholt auf die Notwendigkeit der Bereitstellung einer fundierten Datenbasis hinweisen.

3. Senkung der Redispatch Kosten auf hohen Spannungsebenen durch dynamische Netzentgelte

Der VEA begrüßt, dass die hohen Redispatch Kosten in den hohen Spannungsebenen (NE 1-3) adressiert werden sollen.

Der VEA kann allerdings nicht beurteilen, ob oder inwieweit dynamische Netzentgeltkomponenten auf diesen Ebenen einen sinnvollen Lösungsbeitrag leisten können, Engpässe zu vermeiden. Laut verschiedener Übertragungsnetzbetreiber können dynamische Netzentgelte sehr kurzfristig auftretenden Engpässen nur wenig entgegenhalten. Damit könne der prognostizierter Redispatchbedarf zwar verringert werden, auf spontan auftretende Engpässe habe ein solches Entgeltsystem aber keine signifikante Wirkung.

Da das dynamische Netzentgelt in Abhängigkeit von der Engpasssituation erhoben werden soll, kann nicht ausgeschlossen werden, dass Netznutzer, die „hinter" dem Netzengpass angeschlossen sind, dadurch regelmäßig benachteiligt würden. Stark vergröbert könnte das regelmäßig der südliche Teil Deutschlands sein. Eine strukturelle Benachteiligung mit wettbewerbsverzerrendem Charakter und einem hohen Abwanderungs- bzw. Deindustrialisierungsrisiko eines Teils der Unternehmen in Abhängigkeit ihrer Verortung sollte aber vermieden werden.

Zudem gibt es Stimmen, die davon ausgehen, dass die Engpässe in den oberen Spannungsebenen zeitlich am ehesten durch den Netzausbau gelöst oder zumindest gemindert werden. Dies und der Umstand, dass die vielleicht noch größeren Herausforderungen in den Verteilernetzen liegen, lassen uns fragen, wie sinnvoll eine Reform ist, die zunächst nur die Spannungsebenen adressiert, die eventuell als erste durch einen tatsächlichen Ausbau entlastet werden.

Aus Perspektive der Unternehmen ist eine fundierte und transparente Analyse erforderlich. Diese sollte die oben angerissenen Fragen bzw. Annahmen untersuchen. Zudem sollten die prognostizierten Einsparungen im Engpassmanagement den notwendigen Investitions- und Implementierungskosten in Form einer Kosten-Nutzen-Analyse gegenübergestellt werden. Dabei sollten auch Konsequenzen und Folgekosten auf Seiten der Unternehmen als Netznutzer, die nicht unmittelbar intendiert sind, mitberücksichtigt werden.

4. Annahme, dass Engpässe in den oberen Netzebenen dominieren

Der VEA widerspricht der Annahme, dass Engpässe in den oberen Netzebenen dominieren, sehr deutlich. Das Orientierungspapier begründet dies damit, dass bislang nur neun Verteilnetzbetreiber

Engpassmanagementkosten angesetzt hätten. In den Mittel- und Niederspannungsebenen träten Netzengpässe bislang allenfalls punktuell auf.

Diese Einschätzung wird vom VEA nicht geteilt. Nach unserer Erkenntnis ist ein Engpassmanagment auf Ebene der VNB eher die Ausnahme, mit der Folge, dass signifikante und zeitnahe Erhöhungen der Netzanschlusskapazitäten seitens der Verteilnetzbetreiber oft abgelehnt, begrenzt oder weit in die Zukunft verschoben werden. Diese Netzengpässe werden als solche derzeit nicht erkannt, obwohl sie für die Unternehmen nicht nur einen Engpass darstellen, sondern faktisch sogar eine Versagung des Netzzugangs.

Der VEA möchte darauf aufmerksam machen, dass dies lediglich eine Beschreibung des Status Quo ist. Noch nicht berücksichtigt ist der kommende Elektrifizierungsbedarf in der Industrie. Mit einem Fokus nur auf die Prozesswärme möchten wir darauf hinweisen, dass in 2023 mehr als 406 TWh (1464 PJ)[1] an Energie zur Erzeugung von Prozesswärme verbraucht wurden. Darunter wird bislang nur ein geringer Anteil mit Strom erzeugt. Diese großen Mengen müssen aus den eingangs beschriebenen Gründen in den nächsten Jahren dekarbonisiert, also elektrifiziert werden. Damit ist eine flächendeckende Engpasssituation zu beobachten, die sich zunehmend verschärfen wird.

Der Netzausbaubedarf besonders in den Verteilnetzen wird sehr hoch sein. Die zu erwartenden Kosten werden die Redispatch Kosten und die Ausbaukosten in den Spannungsebenen 1-3 voraussichtlich um ein Vielfaches übersteigen. Aus diesem Grund sind die Unternehmen in großer Sorge, dass die zu erwartenden steigenden Netzkosten und Netzentgelte die Wettbewerbsfähigkeit weiter mindern werden. Vor allem wenn nach dem bisherigen Muster eines großen Überbaus der notwendigen Kapazitäten verfahren würde. Zukünftig können wir einen großen Überbau der Netze jenseits der tatsächlichen Bedarfe nicht mehr bezahlen

Fazit: Einbeziehung der Verteilnetzebene von Beginn an

Eine erfolgreiche und zugleich wirtschaftlich tragfähige Transformation der Netze entscheidet sich nicht allein auf Ebene der Übertragungsnetze, sondern in besonderem Maße in den Verteilnetzen. Angesichts des erheblichen kostenintensivem Ausbaubedarfs muss effizientes netzdienliches Nutzungsverhalten auch in den Verteilnetzebenen adressiert werden. Netzentgelte sollten grundsätzlich daran ausgerichtet sein, welche Verhaltensweisen ganzheitlich netzdienlich sind und damit Kosten im Netz reduzieren. Ebenso muss der Netzausbau effizient sein, also notwendige Kapazitäten im erforderlichen Maße erweitern aber nicht darüber hinaus.

[1] https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p2_AnwBil.pdf

5. Zeitvariable Netzentgelte für die Spannungsebenen 4 – 7

Dynamisierungsanreize in Form von Preissignalen, die durch Engpässe in den NE 1-3 ausgelöst werden, sollten vor dem Hintergrund der großen Unsicherheiten, nicht in die NE 4-7 durchgereicht werden.

In den Orientierungspunkten wird hinterfragt, ob für Netzebenen, die zunächst nicht in das System der dynamischen Netzentgelte einbezogen werden, zeitvariable Netzentgelte eingeführt werden sollten. Zeitvariable Netzentgelte unterscheiden sich von einer dynamischen Arbeitspreiskomponente hinsichtlich der Vorlaufzeit ihrer Veröffentlichung und der Granularität des Preissignals. Zeitfenster und Gebiete wären hier bereits vor dem Anwendungsjahr zu veröffentlichen und zahlen nach den vorliegenden Erkenntnissen auf die zunehmende Problematik der von fluktuierenden Erzeugern dominierten Netze in besonderer Weise ein.

Der VEA begrüßt diese Überlegungen und empfiehlt, für die Spannungsebenen 4 – 7 zeitvariable Netzentgelte einzuführen, die an das heutige Modell des Atypik angelehnt sind. Grundsätzlich können so Flexibilitätsgewinne und eine stärkere Netzentlastung ermöglicht werden.

Langfristigere Vorlaufzeiten sind aufgrund ihrer Planbarkeit für den industriellen Mittelstand weitaus besser geeignet als sehr kurzfristige, dynamische Netzentgelte. Die meisten Unternehmen benötigen noch Zeit, um zu erschließen, ob und welche Flexibilisierungspotentiale überhaupt bestehen. Aktuell dürften entsprechende Potentiale für sehr kurzfristige Flexibilisierungsmaßnahmen nur in geringem Umfang vorliegen.

Zukünftig dürfte es Unternehmen geben, die Flexibilisierungspotentiale sowohl bei ihren Produktionsprozessen als auch durch einen Speicher- oder Erzeugungszubau und -betrieb entwickeln.
Ein weiterer Teil an Unternehmen wird Produktionsprozesse aufgrund von Personalplanungen, spezifischen Produktionsbedingungen etc. nicht maßgeblich flexibleren können und lediglich durch Speicherzubau und Eigenerzeugung von Strom ein gewisses Potential erschließen können.
Und es wird auch Unternehmen geben, die keine nennenswerten Potentiale erschließen werden können, da es an Grundvoraussetzungen für einen Speicher- oder Erzeugungszubau fehlt (Genehmigungsverfahren, Platzbedarf etc.).

Für die beiden letztgenannten Gruppen empfehlen wir eine angemessene Regelung mit zeitvariablen Netzentgelten bis in der 30er Jahre hinein. Dadurch wäre auch die Diskriminierungsfreiheit gewährleistet.

Für die Unternehmen, die in den nächsten Jahren Flexibilisierungspotenziale heben können, sind hohe damit verbundene Investitionskosten und deshalb auch hohe Anreize und eine zunächst lange Hochlaufzeit notwendig. Begonnen werden sollte mit einer Veröffentlichung von 3 Monaten vor Abrechnungsjahr wie bisher, so dass die Entgelte oder zumindest der Dynamisierungsrahmen für ein Jahr feststehen. Diese Vorlaufzeiten könnten mit der Zeit verkürzt werden.

Die BNetzA hinterfragt in diesem Zusammenhang, ob die Einführung zeitvariabler Netzentgelte auf die Einführung dynamischer Netzentgelte einzahlt oder dies verzögert, da die Einführung eines zeitvariablen Netzentgelts Umsetzungskapazitäten binde.
Diese Befürchtung teilen wir nicht, da die Netzbetreiber bereits Erfahrung aufgrund der heutigen Atypik-Regelung haben.

6. Verweis zum §19 II StromNEV Verfahren

Im Diskussionspapier „Entgelte für Industrie und Gewerbe" aus September 2025 schrieb die BNetzA, dass sie dazu neige, das als Nachfolgeregelung angedachte Sondernetzentgelt weiterhin an wirkmächtige, stromintensive Letztverbraucher zu adressieren. Vergleichbar zur Bandlastregelung komme ein jährlicher Mindestverbrauch als „Eintrittskarte" in Betracht. Angesichts der fortschreitenden Elektrifizierung von Produktionsprozessen könne perspektivisch eine höhere Schwelle als die derzeit nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV geltende 10 GWh-Grenze gesetzt werden.

Gegen diese Eintrittsschwelle von 10 GWh und mehr hatte sich der VEA ganz ausdrücklich verwehrt und dies auch mit einer fundierten Argumentation unterlegt. Die BNetzA hatte daraufhin darauf verwiesen, dass der Mittelstand im Rahmen der allgemeinen Netzentgeltsystematik von Flexibilisierungsoptionen profitieren könne.

Unabhängig davon, dass der VEA an seiner Kritik hinsichtlich einer hohen Eintrittsschwelle festhält, würde der Verweis der BNetzA ins Leere laufen, wenn abermals und auch im Rahmen der allgemeinen Netzentgeltsystematik nur hohe Spannungsebenen und damit nur sehr große Unternehmen adressiert würden.

II. Stellungnahme Speichernetzentgelte

1) Grundsätzliche Anmerkungen

1. Ausgangslage im VEA

Multi-Use-Speicher bzw. Co-Location-Speicher sind für energieintensive mittelständische Industrieunternehmen eine zentrale Komponente auf dem Weg der Transformation. Durch eine optimierte und kosteneffiziente Stromversorgung eröffnen sie in vielen Fällen erst den wirtschaftlichen Business Case für die Elektrifizierung von Prozesswärme.
Für unsere Mitgliedsunternehmen steht dabei der Eigenverbrauch im Vordergrund. Eine Rückspeisung aus dem Speicher in das öffentliche Netz erfolgt bislang eher in Ausnahmefällen.
Neben der betriebswirtschaftlichen Optimierung leistet die Nutzung von Multi-Use-Speicher einen wesentlichen Beitrag zur Glättung von Lastspitzen. Dadurch können Netzausbaukosten reduziert und vorhandene Netzinfrastrukturen effizienter genutzt werden. Gleichzeitig ermöglichen sie die Erschließung relevanter Flexibilitätspotenziale in der industriellen Produktion.

Um diese Flexibilitätspotentiale heben zu können, benötigen die Unternehmen Investitionssicherheit und Anreize. Zeitvariable Netzentgelte, wie oben beschrieben, wären hier ein Schritt in die richtige Richtung.

2) Zu den Orientierungspunkten

1. Netzdienlichkeit

Grundsätzlich begrüßen wir den Ansatz der Bundesnetzagentur, Energiespeicher als zentrales Flexibilisierungsinstrument im Energiesystem zu verstehen. Positiv bewerten wir, dass Speicher, die direkt am Netz agieren, durch eine Saldierung der Strommengen vor einer Doppelbelastung durch Arbeitsentgelte für Aus- und Einspeisung geschützt werden sollen.

2. Pragmatische Regulierung implementieren – Strommengen hinter dem Anschlusspunkt nicht zwingend differenzieren

Stromspeicher haben das Potential ein Modul für die Dekarbonisierung der Industrie zu werden. Schon heute verringern sie Energiekosten, heben Flexibilisierungspotenziale und glätten somit die Lastkurven der Netze. Vor diesem Hintergrund werben wir dafür, den Einsatz von Multi-Use-Speichern attraktiv zu belassen und nicht durch überkomplexe Regulierung zu erschweren.

Die BNetzA weist zutreffend darauf hin, dass Multi-Use-Speicher, etwa in Co-Location mit Erzeugungsanlagen oder großen industriellen Verbrauchseinrichtungen, unterschiedliche Einsatzzwecke parallel erfüllen. Gerade in industriellen Systemen wirken Erzeugung, Speicherung und Verbrauch integrativ zusammen und folgen einer standortbezogenen Optimierungslogik.
Eine verpflichtende, komponentenscharfe Differenzierung von Strommengen hinter dem Netzanschlusspunkt, etwa getrennt nach Speicher, Eigenerzeugung oder Produktionsanlage, würde zu erheblichem administrativem Aufwand, komplexen Abgrenzungsfragen und zusätzlichen Mess- und Nachweispflichten führen. Dies birgt das Risiko, wirtschaftlich sinnvolle und netzdienliche Betriebsweisen faktisch zu behindern. Stattdessen sollte es Netznutzern ermöglicht werden, Anlagen hinter einem gemeinsamen Anschlusspunkt im Sinne eines Clusters zu betreiben und Lastgänge zu saldieren. Eine solche aggregierte Betrachtung trägt der technischen Realität industrieller Standorte Rechnung und erhält betriebliche Flexibilität.

Die Diskussion um den MiSpel-Prozess ist uns dabei bewusst. Vor diesem Hintergrund sprechen wir uns dafür aus, dass es in der Wahl eines Netznutzers liegen sollte, ob die Strommengen für einen Speicher abgegrenzt und damit wie Strommengen für einen Stand-Alone Speicher behandelt und bepreist wird, oder ob eine saldierte Betrachtung mit anderen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in der Kundenanlage vorgenommen wird. Im letzteren Fall wäre dann alleine die Stromentnahme und Ausspeisung am Netzanschlusspunkt maßgeblich.

3. Vertrauensschutz

Soweit die BNetzA erwägt, durch vorzeitige Anpassung des § 118 Abs. 6 EnWG in den dort gewährten Vertrauensschutz einzugreifen, geben wir zu bedenken, dass Vertrauensschutz für die Investitionssicherheit und damit für Investitionsentscheidungen generell von großer Bedeutung ist. Bei dieser Entscheidung, die sicherlich eine Abwägungsentscheidung ist, sollte diesem Punkt ein großes Gewicht eingeräumt werden.

4. Strombasierte Wärmespeicher

Strombasierte Wärmespeicher sollten mit in die Betrachtung einbezogen werden, da sie große Flexibilitätspotentiale haben. In Zeiten der Netzdienlichkeit sollte die Aufnahme von Strom also angereizt werden.
Auch hier sollte es in der Wahl eines Netznutzers liegen, ob die Strommengen für den Speicher abgegrenzt und damit wie Strommengen für einen Stand-Alone Speicher behandelt und bepreist werden oder ob eine saldierte Betrachtung mit anderen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in der Kundenanlage vorgenommen wird.

5. Gesamthafte Betrachtung eines oder mehrerer betriebseigener Netzanschlusspunkte

Zudem sollte regulatorisch grundsätzlich auch weiterhin auf eine gesamthafte Betrachtung eines oder mehrerer betriebseigener Netzanschlusspunkte abgestellt werden, so dass ein Pooling mehrerer Netzanschlusspunkte im Sinne des § 17 Abs. 2a StromNEV weiterhin möglich ist.

6. Einführung dynamischer Netzentgelte

Zur möglichen Einführung dynamischer Netzentgelte für Speicher möchten wir auf unsere grundsätzlichen Bedenken hinsichtlich der derzeit unzureichenden Datenlage, der hohen prognostischen Unsicherheiten im Hinblick auf das lokale Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten sowie der Notwendigkeit einer fundierten Kosten-Nutzen-Analyse hinweisen.
Gleichwohl ist uns bewusst, dass Speicher aufgrund ihrer technischen Eigenschaften und ihrer Funktion als Flexibilitätsgeber im Stromsystem grundsätzlich geeignet sind, auf netzdienliche Preissignale zu reagieren. Sie können Lastverschiebungen ermöglichen und damit potenziell zur Entlastung von Netzen beitragen.
Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, eine mögliche Einführung dynamischer Netzentgelte zunächst auf Stand-alone-Speicher zu begrenzen. Diese können aufgrund ihrer technischen Charakteristika kurzfristig und zumindest annähernd präzise auf Engpasssignale reagieren und damit gezielt zur Netzstabilisierung beitragen.

7. Baukostenzuschuss sachgerecht ausgestalten

Der VEA spricht sich für eine sachgerechte und differenzierte Ausgestaltung der Baukostenzuschüsse (BKZ) im Zusammenhang mit Speichern aus. Grundsätzlich erkennen wir an, dass Baukostenzuschüsse eine standortbezogene Steuerungswirkung entfalten und zu einer effizienten Nutzung vorhandener Netzanschlusskapazitäten beitragen können. Zudem sind sie im Vergleich zu dynamischen Netzentgelten mit deutlich geringerer regulatorischer und administrativer Komplexität verbunden.
Für Stand-alone-Speicher halten wir einen moderat ausgestalteten Baukostenzuschuss grundsätzlich für vertretbar, sofern dieser Investitionen nicht wirtschaftlich verhindert. Die Ausgestaltung darf nicht prohibitiv wirken oder den Hochlauf dringend benötigter Flexibilitätsoptionen behindern.
Für Multi-Use-Speicher an industriellen Standorten lehnen wir hingegen Baukostenzuschüsse ab. Industriespeicher dienen regelmäßig der Optimierung betrieblicher Prozesse, der Eigenversorgung sowie der systemdienlichen Flexibilisierung und sind typischerweise an bestehende Produktionsstandorte gebunden. Im Gegensatz zu rein marktgetriebenen Stand-alone-Speichern

besteht hier regelmäßig keine Standortwahlfreiheit. Eine übermäßige Belastung würde Investitionen in industrielle Flexibilität unverhältnismäßig erschweren.