

30.06.2025

Position zum Diskussionspapier

Rahmenfestlegung allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

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 (BNetzA) hat den Reformprozess zur allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) eingeleitet und konsultiert bis zum 30. Juni ein Diskussionspapier. Die Netzentgeltsystematik soll an die neuen Anforderungen durch eine dezentrale und volatilere Stromeinspeisung, an die steigende Stromnachfrage, an die wachsenden Flexibilitätsbedarfe von Verbrauchern angepasst werden.

Der VEA bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und begrüßt den ausführlichen Diskussionsprozess ausdrücklich. Die nachfolgende Stellungnahme ist gemessen am Diskussions- und Prozesstand noch vorläufig.

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

Grundsätzliche Anmerkungen

1. Wirkungen 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. Insbesondere an Daten, die zeigen, wer und welches Verhalten aktuell die größten Kostenreiber für die Netze sind. Das gleiche gilt für Daten, die die Folgewirkungen eines netzdienlichen und eines marktdienlichen Verhaltens zeigen und den Spread, der ggf. zwischen beidem besteht. Diese Daten können nur von den Netzbetreibern gestellt werden. Ohne diese empirischen Daten besteht die Gefahr, dass nicht intendierte negative Wirkungen die gewollten positiven

Seite 1 von 11

Leiterin Hauptstadtbüro

RAin Eva Schreiner
Friedrichstraße 95 (IHZ), 10117 Berlin
Telefon: 030 23885-854
E-Mail: eschreiner@vea.de

Hauptgeschäftsstelle

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

Geschäftsführung

Hauptgeschäftsführer Dr. Volker Stuke
Geschäftsführer Christian Otto
St-Nr. 25/206/30250
USt-ID-Nr. DE 115 666 449

Wirkungen überlagern. Wir empfehlen deshalb dringend, zumindest vor Erstellung des ersten Festlegungsentwurfs die entsprechenden Daten abzurufen, aufzubereiten und allen Stakeholdern zur Verfügung zu stellen um fundierte Empfehlungen zu ermöglichen.

2. Bedeutung der Netzentgelte für die Unternehmen

Netzentgelte sind ein großer Bestandteil der Strompreise mit stark steigender Tendenz. Die Strompreise sind in zweierlei Hinsicht von überragender Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen. Zum einen für die Unternehmen, die bereits heute stromintensiv sind, zum anderen für die, die im Zuge der Dekarbonisierung stromintensiv werden. Eine der Voraussetzungen für Investitionen in die Elektrifizierung ist ein wettbewerbsfähiger Strompreis. Diese Gelingensvoraussetzung für die Dekarbonisierung wie für die Wettbewerbsfähigkeit generell wird über das Überleben ganzer Industriezweige entscheiden.

3. Bedeutung des Netzausbaus für die Dekarbonisierung der Unternehmen

Unternehmen, die ihre Prozesswärme heute noch fossil produzieren, müssen sich zeitnah auf den Weg machen, diese zu dekarbonisieren. Entweder über eine direkte oder über eine indirekte Elektrifizierung. Die Dringlichkeit und die Eilbedürftigkeit resultiert zum einen aus dem zu erwartenden Hochlauf der CO₂ Preise, zum anderen daraus, dass für Ende der 30er Jahre keine neuen Emissionszertifikate mehr im europäischen Emissionshandel erwartet werden. Die Industrie muss bis dahin nahezu null CO₂-Emissionen erreichen. 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. Vor diesem Hintergrund ist ein schneller, umfassender und effizienter Ausbau der Netze zentral!

4. Eigenversorgungskonzepte in der Industrie

Die Eigenversorgung durch eigene Erzeugungsanlagen ist von hoher Bedeutung für die Industrie. Die Unternehmen verfolgen dabei nicht den Geschäftszweck, den erzeugten Strom einzuspeisen und zu vermarkten, sondern ihre eigenen Produktionsprozesse zu versorgen. Diese lastnahe Erzeugung muss belohnt, nicht bestraft werden, denn es gibt keinen Transportbedarf und damit auch keine Netzkosten für den selbst verbrauchten Strom.

5. Bedeutung Kundenanlage

Aktuell besteht große Unsicherheit für die Zukunft der Kundenanlage. Sofern aus der EuGH-Entscheidung vom 28.11.2024 und dem BGH-Urteil vom 13.05.2025 eine Unzulässigkeit der Kundenanlage resultiert, droht vielen tausend Kundenanlagen aus der Industrie und aus den Dienstleistungsgewerben der Netzbetrieb. Damit drohen zugleich erhebliche Kosten und administrative Mehraufwände. Im worst case müssten in kleinen Betriebsnetze mehrfache Netzentgelte für Eigenerzeugungsanlagen, für Speicher und für den Letztverbrauch gezahlt werden. Diese möglichen Wechselwirkungen müssen zwingend beachtet werden.

6. Keine reine Umverteilung

Die Zielvorstellung der Reform ist maßgeblich. Soweit lediglich auf eine Kostenverteilung auf breitere Schultern abgezielt würde, würde sich in vielen Fällen eine Verschiebung der Netz- in die Stromkosten

abbilden. Zugleich würde sich die Komplexität erhöhen und gewisse Kollateralschäden wären unvermeidbar. Wirklich sinnvoll wäre die Reform, wenn sie durch Netzdienlichkeit Gesamtkosten des Netzes (Systemkosten und Ausbau) verringert.

7. Entscheidung zwischen System, Markt- oder Netzdienlichkeit

Die Zielvorstellung der Reform ist maßgeblich. Der VEA plädiert dafür, sich bei den Netzentgelten danach auszurichten, was zeitlich netzdienlich ist und damit Kosten im Netz reduziert oder was eben nicht netzdienlich ist und damit Mehrkosten verursacht. Das muss beidseitig für Erzeugung und Verbrauch gelten.

8. Komplexität verringern

Für Unternehmen, insbesondere aus dem energieintensiven Mittelstand, muss das Stromsystem und die Zusammensetzung der Strompreise nachvollziehbar bleiben. Überkomplexe Systeme bieten keine Grundlage, auf der ein Kaufmann Investitionsentscheidungen treffen kann. Deshalb sollte dringend die Balance zwischen einem gerechten und einem nachvollziehbaren System gehalten werden.

9. 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 zeitlich wie inhaltlich integrierte Betrachtung aller Elemente.

Leitfragen des Diskussionspapiers nach Kapitel V

1. Verbreiterung der Kostenträgerbasis für die Netznutzung: Sollen sich auch Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten beteiligen?

- **Ist Netzeinspeisung eine Form der Netznutzung, die mit Einspeiseentgelten an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt werden sollte?**

Nach dem Verursacherprinzip scheint es gerecht, auch Einspeiser, die Netzkosten verursachen, an der Finanzierung des Netzes zu beteiligen. In vielen, wenn auch nicht in allen Fällen (s. u.) würden Netzkosten in die Commodity Strompreise verschoben. Damit käme es nur zu einer Umverteilung der Kosten, nicht aber automatisch zu einer systemischen Senkung. Unternehmen, die heute oder zukünftig von Netzentgeltentlastungen profitieren, könnten damit zudem benachteiligt werden. Deshalb ist es von entscheidender Bedeutung, dass die Gesamtkosten für das Netz durch eine Reform gesenkt werden. Das wiederum legt nahe, dass Führungsgröße bei der Zielvorstellung der Reform die Netzdienlichkeit sein sollte.

Die Eigenversorgung durch eigene Erzeugungsanlagen ist von hoher Bedeutung für die Industrie. Die Unternehmen verfolgen dabei nicht den Geschäftszweck, den erzeugten Strom einzuspeisen und zu vermarkten, sondern ihre eigenen Produktionsprozesse zu versorgen. Diese lastnahe Erzeugung muss belohnt, nicht bestraft werden, denn es gibt keinen Transportbedarf und damit auch keine Netzkosten für den selbst verbrauchten Strom. Der Residualstrom wird bereits über einen Leistungspreis adressiert.

- **Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?**

Einspeiser, die ihren **Strom an der Börse vermarkten**, könnten die zusätzlichen Kosten immer dann einpreisen, wenn sie preissetzend sind. Der Großhandelspreis würde damit entsprechend steigen. Für Einspeiser, die nicht den Preis setzen, würden sich Einspeiseentgelte auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirken.

Im Rahmen von **PPAs** würden die Kosten in aller Regel an die Letztverbraucher weitergegeben werden, da die zugrundeliegenden Verträge regelmäßig entsprechende Weitergabe Klauseln enthalten. PPAs würden sich also verteuern.

Bei sogenannten **Prosumern** würden sich Einspeiseentgelte auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirken.

- **Wären Einspeiseentgelte auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?**

Für den Bereich der Unternehmen ist grundsätzlich fraglich, inwieweit Netzentgelte überhaupt zur Standortsteuerung beitragen können. Möglich erscheint das allenfalls bei Neuansiedlungen. Darüber hinaus ist die Standortwahl eine einmalige Entscheidung, während Netzentgelte dauerhaft gezahlt werden müssen. Es scheint damit zumindest fraglich, ob Netzentgelte die Standortwahl beeinflussen können.

- **Welche Ausgestaltungsvariante für Einspeiseentgelte (Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis, Grundpreis) wären vorzugswürdig, um die Ziele der Finanzierungs- oder der Steuerungsfunktion bestmöglich zu erfüllen und gleichzeitig marktverzerrende Wirkungen zu begrenzen?**

Um das System nicht noch komplexer zu gestalten, sollten etwaige Netzentgelte für Einspeiser der gleichen Systematik folgen, wie Netzentgelte für die Verbraucher. Sofern die Netzdienlichkeit als Führungsgröße gelten soll, können die Arbeitspreise für Einspeiser und Verbraucher aber gegenläufig sein.

- **An welchen Kosten sollten sich Einspeiser über Einspeiseentgelte beteiligen?**

- **An bestimmten Kosten z. B. für Redispatch, Regelenergie und/ oder den Kosten für Verlustenergie?**

EE-Anlagen sollten Anreize haben, sich netzdienlich zu verhalten und damit diese Kosten so weit wie möglich zu senken. Eine Beteiligung an den genannten Kosten scheint deshalb sinnvoll.

- **An den Mehrkosten aus der EE-Integration, die z. B. durch den Mechanismus der Festlegung zur EE-Kostenwälzung festgestellt werden könnten?**

Auf den ersten Blick scheint es verursachungsgerecht, dass EE-Anlagen die von ihnen ausgelösten Kosten und damit die EE-Kostenwälzung finanzieren. Eine EE-Anlage, die an einem Standort einspeist, der aus Gesamtsicht netzdienlich ist und die auch in netzdienlicher Weise einspeist, würde an diesen Kosten aber genauso beteiligt wie Anlagen, bei denen das Gegenteil der Fall ist. Das ist nicht verursachungsgerecht.

- **Oder sollten sich Einspeiser wie Letztverbraucher über ein allgemeines Netzentgelt an der Finanzierung der Netzkosten uneingeschränkt beteiligen?**

Sofern die Netzdienlichkeit und damit die Senkung der Gesamtkosten im Vordergrund stünden, sollte die Systematik den Prinzipien folgen, die auch für Letztverbraucher gelten.

Einführung eines Baukostenzuschusses (BKZ) als Ergänzung oder Alternative zum Einspeiseentgelt

- **Wären Baukostenzuschüsse eine geeignete Ergänzung oder eine sinnvolle Alternative der Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten?**

Wir halten Baukostenzuschüsse für eine Ergänzung, nicht aber für eine Alternative. Ein BKZ kann zur Standortwahl beitragen. Allerdings kann selbst in Gebieten mit bereits hoher EE-Einspeisung die Ansiedlung weiterer Erzeugungsanlagen in hohem Maße netzdienlich sein, sofern diese entweder über andere Technologien komplementär wirken oder Flexibilität bereitstellen.

- **Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?**

BKZ würden die Capex Kosten erhöhen und vermutlich weniger Einfluss auf die Strompreisbildung haben als Einspeiseentgelte.

Wären Baukostenzuschüsse auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?

Grundsätzlich scheint ein BKZ als geeignet, die Neuansiedlung von Erzeugungsanlagen zu steuern. Sofern diese Steuerung die Netzdienlichkeit erhöhen soll, müsste beachtet werden, dass auch in Gebieten mit bereits hoher EE-Einspeisung die Ansiedlung weiterer Erzeugungsanlagen in hohem Maße netzdienlich sein kann, sofern diese entweder über andere Technologien komplementär wirken oder Flexibilität bereitstellen. Netzbetreiber müssten also Einzelfallbewertungen anstellen, was in der Umsetzung schwer administrierbar erscheint.

- **Was wären geeignete Bemessungsgrundlagen für die Quantifizierung von Baukostenzuschüssen?**

Bemessungsgrundlage sollte die konkrete Netzdienlichkeit einer Neuanlage sein. Für Produktionen im Bestand ist die kommende Dekarbonisierung der Prozesswärme zwingend. Falls für diese Bestandsanlagen die notwendigen Leistungserweiterungen am Stromnetzanschluss nach der bisherigen BKZ Formel abgerechnet würden, würde die Transformation be- oder sogar verhindert. Wir empfehlen dringend, hier über ermäßigte BKZ nachzudenken, da die Unternehmen BKZ bereits für den bisherigen Gasanschluss bezahlt haben.

- **Sollten Baukostenzuschüsse für Einspeiser in Anlehnung an die sogenannte EE-Kostenwälzung auf Netzgebiete beschränkt werden, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist?**

Auch in Gebieten mit bereits hoher EE-Einspeisung kann die Ansiedlung weiterer Erzeugungsanlagen in hohem Maße netzdienlich sein, sofern diese entweder über andere Technologien komplementär wirken oder Flexibilität bereitstellen. Eine pauschale Belastung dieser Gebiete wäre also nicht zwingend netzdienlich.

2. Netzentgeltkomponenten: Mit welchen Preiselementen soll die Netznutzung abgerechnet werden?

Grundsätzlich sollte die Komplexität nicht weiter erhöht werden, weshalb es auch weiterhin nur zwei Preiskomponenten geben sollte.

Grundpreis

- **Die Nutzerstruktur gilt als ein wesentlicher Treiber der Netzkosten. Wäre eine Grundpreiskomponente ein Instrument, um die strukturbedingten Kosten besser zu reflektieren?**

Für Unternehmen aus der Industrie und aus dem Dienstleistungssektor scheint ein Grundpreis nicht sachgerecht.

- **Wie kann bei der Einführung von Grundpreisen ein angemessenes Verhältnis zwischen Kostentragfähigkeit und Kostenreflexivität erreicht werden?**

Für Unternehmen aus der Industrie und aus dem Dienstleistungssektor scheint ein Grundpreis nicht sachgerecht.

- **Wird ein höherer Grundpreis für Eigenverbraucher und Prosumer als geeignetes Mittel angesehen, diese stärker an den Netzkosten zu beteiligen?**

Sogenannte Prosumer, die in der Niederspannung angeschlossen sind, könnten über einen Grundpreis zumindest adäquater als heute an den Netzkosten beteiligt werden, soweit sie Standardlastprofil Kunden sind und deshalb keine zeitlich aufgelösten Einspeise- und Verbrauchsentgelte erhoben werden.

Wir regen zudem an, über Konzepte nachzudenken, die Prosumer, die Standardlastprofile haben, zu einem Speicherbetrieb und netzdienlichem Vergalten anzureizen.

Netzentgeltkomponenten: Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis

- **Wird ein Kapazitätspreis als geeignete Alternative zu einem Leistungspreis gesehen, um die anschlussbedingten Netzkosten zu reflektieren und das etwaige Flexibilitätshemmnis eines Leistungspreises zu mildern?**

Nein, für besser geeignet halten wir einen monatlichen Leistungspreis!

Die Neuregelung sollte allerdings zulassen, dass Letztverbraucher auf Preissignale aus Markt und Netz reagieren, ohne pönalisiert zu werden. Abweichungen, die netzdienlich wären, sollten also nicht zu einer Pönalisierung führen.

- **Nach welchen Maßstäben sollten Netzbetreiber, die zur Absicherung eines Kapazitätspreises notwendige Pönale bemessen?**

Eine Pönale ist bei einem monatlichen Leistungspreis nicht notwendig.

- **Welche Herausforderung würden sich bei einer Einführung ergeben?**

Für den Fall, dass entgegen unserer Empfehlung ein Kapazitätspreis eingeführt wird, empfehlen wir die Beachtung nachfolgender Punkte:

- Wichtig wäre eine Regelung, die absichert, dass eine freigegebene Kapazität später wieder abgerufen werden kann. Ansonsten würden Kapazitäten nicht freigegeben werden.
 - Dabei sollte die Möglichkeit geschaffen werden, zunächst niedrigere als die technisch mögliche Kapazität anmelden zu können, dies aber verbunden mit der Option eines zusätzlichen Bezugs in Zeitfenstern, in denen dies netzdienlich ist. Diese Zeitfenster sollten mit ausreichendem Vorlauf definiert werden. Als Vorbild könnte hier das Herausrechnen netzdienlicher Lastspitzen bei einem Leistungspreis dienen, so dass zwischen gesicherter Basiskapazität und darüberhinausgehender ungesicherter Bezugskapazität differenziert wird.
 - Zu regeln wäre zudem, für welche Zeitabschnitte gesicherte Kapazitäten buchbar sind. Es kommen Buchungszeiträume für Jahre, Monate oder Tage in Betracht.
 - Ebenso wichtig wäre eine Regelung, dass ein etwaiger Baukostenzuschuss nur einmal gefordert werden kann.
- **Wie groß ist der Abstand zwischen tatsächlicher in Anspruch genommener und vertraglich vereinbarter sowie technisch möglicher Netzanschlusskapazität sowie der individuellen Jahreshöchstlast großer Verbraucher in Ihrem Netz.**

Dazu liegen uns keine konkreten Daten vor.

3. Dynamische Netzentgelte: Welche zeitliche und regionale Auflösung sollen Netzentgelte haben?

Grundsätzlich erschließen dynamische Netzentgelte die Möglichkeit, alle Netznutzer zu einer netzdienlichen Fahrweise anzureizen und die Gesamtkosten für das Netz damit zu senken. Für Unternehmen bedeuten dynamische Netzentgelte allerdings eine deutliche Verringerung der Planungssicherheit und eine Erhöhung der Kosten, die die Bereitstellung von Flexibilität mit sich bringt.

Eine flexible und netzdienliche Fahrweise sollte als freiwillige und kostengünstigere Alternative angeboten werden. Letztverbraucher, die wenig oder keine Flexibilisierungspotentiale haben, sollten weiterhin Zugang zu Sonderregelungen haben.

- **Welchen Grad der Dynamisierung von Netzentgelten sehen sie als sinnvoll an?**

Der sinnhafte Grad der Dynamisierung hängt grundsätzlich davon ab, inwieweit das Netz schon digitalisiert ist und inwieweit die Letztverbraucher ihre Lastabnahme und Erzeuger ihre Einspeisung flexibilisieren können. Eine Dynamisierung mit Echtzeitcharakter hätte eine durchdringende Digitalisierung zur

Voraussetzung. Eine derartige Durchdringung kann sich entwickeln, benötigt aber Zeit. Netzbetreiber, die dynamische Entgelte bereits technisch abbilden können, könnten dies über ein Ampelsystem anzeigen. Ein erster Schritt hin zu einer Dynamisierung könnte durch Zeitfenster, ähnlich der heute bereits bestehenden Regelung zur Atypik abgebildet werden.

In einem digitalisierten Netz wäre ein zeitvariabel-dynamisches System sinnvoll, welches sowohl positive wie auch negative Netzentgelte abbildet.

Grundsätzlich wird eine starke Dynamisierung mit zeitlich und örtlich differenzierten, volatilen Netzentgelten die Planungssicherheit gerade für Unternehmen erschweren. Bei jeder Regelung muss deshalb beachtet werden, dass das Netz grundsätzlich den Verbrauchern dienen muss und nicht umgekehrt die Verbraucher dem Netz. Eingriffe in den Betriebsablauf durch Netzbetreiber sind aufgrund der eingeschränkten Flexibilität von Produktionsprozessen zu vermeiden. Ansonsten droht wirtschaftlicher Schaden durch ungeplante Produktionsausfälle oder sogar Schaden an den Produktionsanlagen selbst.

- **Soll die Dynamisierung von Netzentgelten allein der verbesserten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten dienen oder sollen sie auch eine Option sein, Anreize zur Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau sein?**

Eine Dynamisierung sollte beiden Zielen dienen.

- **Wie können Netzregionen für eine örtliche Dynamisierung des Leistungspreises sinnvoll bestimmt werden?**
- **Welchen zeitlichen Vorlauf benötigen welche Akteure, um auf dynamische Netzentgelte zu reagieren?**

Die meisten Unternehmen benötigen noch Zeit, um zu erschließen, ob und welche Flexibilisierungspotentiale bestehen. Aktuell dürften die entsprechenden Potentiale nur in einem geringen Umfang vorliegen. Zukünftig dürfte es Unternehmen geben, die Flexibilisierungspotentiale sowohl hinsichtlich ihrer Produktionsprozesse wie auch durch einen Speicherzubau haben.

Ein erheblicher 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 überhaupt keine nennenswerten Potentiale erschließen werden können, da es auch an Grundvoraussetzungen für einen Speicherzubau oder die Eigenerzeugung fehlt (Genehmigungsverfahren, Platzbedarf etc.). Für die beiden letztgenannten Gruppen empfehlen wir eine angemessene Übergangsfrist des bisherigen Systems bis in die 30er Jahre hinein.

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.

- **Wie lassen sich dynamisierte Netzentgelte mit bundesweiten Geschäftsmodellen harmonisieren?**
- **Mit welchem Modell lässt sich Netzausbau sparen?**
- **Sinkt der Grenznutzen zusätzlicher Dynamisierung und wie stark?**

Es ist zu erwarten, dass der Grenznutzen mit ansteigender Flexibilisierung sinkt. In welchem Grad und mit welchem Zeitlauf lässt sich aktuell noch nicht abschätzen.

- **Wie kann eine gute Verzahnung mit dem Redispatch-Prozess gelingen? Wie kann im Ausgestaltungsvariante (3) Increase-Decrease-Gaming ausgeschlossen werden, bei dem Nutzer zunächst eine geringe Entnahme als Fahrplananmeldung abgeben und nach Entgeltsignal des Netzbetreibers dann ein normales, aber nunmehr kostenfreies Nutzungsverhalten zeigen.**

4. Bundeseinheitliche Netzentgelte: Vereinheitlichung der Netzentgelte auch auf Verteilernetzebene?

Bundeseinheitliche Netzentgelte würden der Zielsetzung zuwiderlaufen, das System dynamischer und damit kosteneffizienter zu gestalten. Zudem würden die Kosten verschmiert und damit noch intransparenter werden.

- **Sollten Ihrer Meinung nach die 866 Verteilernetzbetreiber weiterhin eigene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene bilden – damit regionale, strukturelle Besonderheiten im Netzentgelt des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sichtbar sind?**

Ja, da anderenfalls die gewünschten Anreizwirkungen für einen kosteneffizienteren Netzbetrieb abgeschwächt werden.

- **Wird die Kostenverantwortung der Netzbetreiber durch die Bildung eigener Netzentgelte gestärkt?**
Ja.

- **Wie schätzen Sie den administrativen Aufwand eines zu installierenden Ausgleichssystems ein? Wer sollte den Ausgleichsmechanismus durchführen? Wie hoch müsste ein Liquiditätspuffer eines Ausgleichsmechanismus sein?**

- **Wie beurteilen Sie die Interdependenzen einheitlicher Netzentgelte mit dem Bestreben, regionale zeitlich dynamische Netzentgelte einzuführen?**

Bundeseinheitliche Netzentgelte würden der Zielsetzung zuwiderlaufen, das System dynamischer und damit kosteneffizienter zu gestalten.

- **Welche Chancen und Risiken sehen Sie als Marktakteur?**

- Inwieweit ist davon auszugehen, dass einheitliche Verteilernetzentgelte den Konzessionswettbewerb schwächen?

5. Speicherentgelte: Wie soll das zukünftige Entgeltregime für mobile und stationäre Speicher aussehen?

Der VEA erkennt für Speicher eine zentrale Bedeutung im zukünftigen Stromsystem an. Das gilt sowohl für Stand-alone wie auch für Behind-the-Meter Speicher.

Der VEA spricht sich dafür aus, dass auch Speicher ein netzdienliches Verhalten zeigen und dazu angereizt werden sollten. Bislang optimieren sich Speicher alleine am Strommarkt, ohne Beachtung der Netzdienlichkeit. Es liegen bislang aber keine empirischen Daten dazu vor, ob und wann zwischen Marktdienlichkeit und Netzdienlichkeit ein Spread vorliegt und wie groß dieser ist. Ebenso liegen keine Daten dazu vor, inwieweit sich Speicher netzdienlich verhalten, indem sie Flexibilität bereitstellen und Netzengpässe verhindern oder ob und wann sie regional bestehende Engpasssituationen auslösen oder verschärfen. Ohne diese Datengrundlage lässt sich kaum beurteilen, ob und wo Fehlanreize bestehen, die angepasst werden sollten.

Dies vorausgeschickt kann eine besondere Behandlung von Speichern begründet sein, da der Anwendungsfall grundsätzlich die Bereitstellung von Flexibilität und der Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage ist. Dieser Anwendungsfall sollte nicht gefährdet werden.

Stand-alone-Speicher

Der weitere Zubau von Stromspeichern sollte durch lokale Signale ergänzt werden, um netzdienliche Ansiedlungen anzureizen. Für Stand-alone Speicher sollte grundsätzlich der Anreiz bestehen, sich erzeugungsnah anzusiedeln, Volatilität zu glätten und Netzengpässe zu verhindern. Umgekehrt sollte verhindert werden, dass Speicher Engpässe verstärken und die Stromnetze belasten.

Behind-the-Meter-Speicher

Für Speicher Behind-the-Meter spielt die Zukunft der Kundenanlage ebenfalls eine große Rolle. Im worst case müssten in kleinen Betriebsnetze mehrfache Netzentgelte für Eigenerzeugungsanlagen, für Speicher und für den Letztverbrauch gezahlt werden. Diese möglichen Wechselwirkungen müssen zwingend beachtet werden.

- Welche Rabattform kommt welchen Speichermodeilen und Geschäftsfeldern entgegen?
- Ist die Verbindung mit einem flexiblen Netzanschlussvertrag geeignet, eine netzneutrale Einbindung sicherzustellen?
- Gibt es andere Vorschläge, wie ein geeignetes Netzentgeltregime für Speicher aussehen könnte?