

VIK-Stellungnahme zum Diskussionspapier zur „Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“ (AgNes)

[GBK-25-01-1#3]

Zusammenfassung allgemeiner Anmerkungen des VIK:

- Die gesonderten Festlegungsprozesse zu Einzelregelungen (Reform des §19 (2) StromNEV, vermiedene Netzentgelte, singular genutzte Betriebsmittel), die derzeit separat vom AgNES-Prozess behandelt werden, sollten inhaltlich mit dem AgNES-Prozess koordiniert werden.
- Die industrielle Wettbewerbsfähigkeit, ein möglichst hoher Grad an planbarer Kalkulierbarkeit der Netzentgelte sowie eine einfache Administrierbarkeit durch alle Netznutzer stellen grundsätzliche Anforderungen an die neue Netzentgeltsystematik dar.
- Aufgrund der vielen zur Diskussion gestellten Varianten, sind Investitionsentscheidungen mit hohem Elektrifizierungsanteil bis zu einer rechtssicheren Festlegung schlicht nicht mehr möglich. Daher sollte der Prozess der Festlegung nicht länger dauern als notwendig.
- Flexibilitätshemmnisse in der Netzentgeltsystematik sollten für alle Netznutzer möglichst weitgehend abgebaut werden. Die Hebung von Flexibilität sollte dabei immer freiwillig und anreizbasiert erfolgen. Generell sollte die Senkung der Netzkosten bzw. Systemkosten durch Anreize zu systemdienlichem Verhalten beim Reformvorhaben der BNetzA im Fokus stehen – eine reine Umverteilung zwischen verschiedenen Netznutzergruppen reicht nicht aus.
- Die derzeitige Netzentgeltsystematik bezieht sich auf einzelne Entnahmestellen und lässt nur in bestimmten Ausnahmen Zusammenfassungen zu. Industriestandorte benötigen aufgrund technischer Notwendigkeiten in der Regel mehrere Entnahmestellen, deren Stromentnahme jedoch in Summe auf das jeweilige vorgelagerte Netz wirkt. Im Rahmen der reformierten Netzentgeltsystematik müssen industrielle Entnahmestellen daher grundsätzlich in Summe betrachtet werden können.

Zusammenfassung der Kernforderungen des VIK:

- Bei der Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten sind Baukostenzuschüsse gegenüber Einspeisenentgelten aufgrund der weniger komplexen Umsetzung und der regionalen Steuerungsfunktion des weiteren EE-Zubaus zu bevorzugen.
- Eine Kapazitätsbepreisung ist aus Industrie-Sicht mit vielen Risiken verbunden und könnte sich flexibilitätshemmend auswirken. Eine Stärkung der vorhandenen Grundpreiskomponente für Prosumer auf der Niederspannung ist aus VIK-Sicht jedoch sinnvoll, um diese adäquat an den Netzkosten zu beteiligen.
- Regional und zeitlich dynamische Netzentgelte sollten zunächst schrittweise, auf freiwilliger Basis und durch die Ausdehnung auf nur wenige Zeitbereiche im Testbetrieb (Pilotprojekt oder Reallabor) eingeführt werden. Die Einführung einer auf nur wenige Tarifzonen ausgedehnten „Netzampel“, bei der in einer „grünen Phase“ die individuelle

Lastspitze bei der Berechnung des Leistungspreises unberücksichtigt bleibt, um einen Flexibilitätsanreiz bei industriellen Großverbrauchern zu setzen, wäre vorstellbar.

- Der VIK sieht die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte skeptisch, da mit einem bundeseinheitlichen Netzentgelt individuelle regionale Gegebenheiten (bspw. Besonderheiten von Industrienetzen gegenüber kommunaler Flächenversorgung) nicht mehr erfasst werden können und Anreize zur Kosteneffizienz einzelner Verteilnetzbetreiber wegfallen. Die Vielzahl an Verteilnetzbetreibern und je nach Ausgang des EuGH-Urteils zu Kundenanlagen, auch die Vielzahl an möglichen Netzbetreibern¹, dürfte einen sehr hohen administrativen Aufwand einer Vereinheitlichung nach sich ziehen.
- Eine Bevorzugung von Speichern ggü. anderen Akteuren in der Netzentgeltsystematik ist abzulehnen. Stattdessen werden Anreize für eine systemdienliche Fahrweise von Speichern benötigt, um tatsächlich Systemkosten reduzieren zu können. Speicher an Industriestandorten sollten bei der Kapazitätsvergabe einen Vorrang vor rein marktlich betriebenen Speichern, die mehr Spielraum bei der Ortswahl haben, erhalten.
- Eine Abschaffung von Umspannebenen würde das „Pooling“ mehrerer Entnahmestellen nach § 17 Abs. 2a StromNEV betreffen und ggf. verhindern – diese Thematik muss im Kontext mit u.a. singulären Betriebsmitteln, der Zusammenfassung von Entnahme/Abnahmestellen usw. ganzheitlich behandelt werden.

Ausgangslage:

- Die Netzentgelte nehmen eine zunehmende Bedeutung für die Stromkosten der Industrie ein. Die Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit ist (insbesondere) bedingt durch steigende Stromkosten. Die Transformation der Industrie wird (auch) durch hohe Stromkosten und regulatorische Unsicherheit ausgebremst.

Zum Prozess der AgNes-Reform:

- Die Sonderregelungen der Netzentgeltsystematik wie z.B. Reform der Sondernetzentgelte für die Industrie (§19 Abs. 2 StromNEV; BK4-24-2), die Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte (§18 StromNEV; GBK-25-02-1#1) sowie der Abschaffung der singulären Betriebsmittel (§ 19 Abs. 3 StromNEV; BK8-25-003-A) dürfen nicht isoliert vom Reformprozess der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (GBK-25-01-1#3) behandelt werden. Alle genannten Reformprozesse sind aus Sicht des VIK aufgrund ihrer inhaltlichen Kongruenz und Zusammenhänge der AgNes-Reform anzupassen und sollten aus Gründen der regulatorischen Verlässlichkeit und der größtmöglichen Planbarkeit nicht zeitlich isoliert voneinander behandelt werden. Sofern mit dem Vorziehen einzelner Bausteine beabsichtigt wird, frühzeitige Planungssicherheit herbeizuführen, dürfte dies ins Leere laufen, da allgemein erwartet wird, dass nach Abschluss des AgNes-Prozesses aufgrund von bestehenden Interdependenzen erneute Änderungen an diesen vorgezogenen Bausteinen vorgenommen werden müssen.

¹ Siehe VIK-Stellungnahme zum Kundenanlagen-Urteil des EuGH: [Das EuGH-Urteil zum Umgang mit Kundenanlagen: VIK-Position zu drohenden Konsequenzen für die Industrie | VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.](#)

- Trotz der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur bedarf es einer zeitlichen und inhaltlichen Koordinierung mit der Bundesregierung, um sich ggf. widersprechende Anzeigeneffekte zu vermeiden. Dies gilt insbesondere für die im Koalitionsvertrag angekündigten Vorhaben wie die Absenkung der Stromnetzentgelte aus Haushaltsmitteln, die Unterstützung von Verbrauchern ohne Flexibilisierungspotenzial sowie die Förderung von Flexibilität und den Ausbau systemdienlicher Speicherkapazitäten. Auch die angekündigten Vorschläge der EU-Kommission zur europäischen Netzentgeltsystematik sollten im AgNes-Prozess beachtet und frühzeitig mit Stakeholdern diskutiert werden.
- Die umfassende Stakeholder-Interaktion der BNetzA beim AgNes-Reformprozess ist begrüßenswert. Daneben ist aus Industrie-Sicht eine möglichst weitgehende Beschleunigung des AgNes-Verfahrens notwendig, um rasch Planungsgrundlagen zu schaffen. Derzeit sind Energiewende- und industrielle Transformationsprojekte kaum zu kalkulieren und bremsen diese somit aus.
- Die BNetzA möchte in der AgNes-Reform zwar primär auf das „Verhalten und nicht die Art der einzelnen Netznutzer“ abstellen. Aus VIK-Sicht bedarf es aber einer angemessenen Berücksichtigung von Besonderheiten und sachlichen Unterscheidungen (kein „one-size fits all“-Prinzip) zwischen Netznutzergruppen (bspw. industriell geprägte Netze vs. Flächennetze) sowie einzelnen Akteursgruppen.
- Aus Sicht des VIK ist eine Quantifizierung der diskutierten Optionen und Vorschläge, um die Folgen abschätzen und bewerten zu können, notwendig. Eine belastbare Datengrundlage, die etwa auch Berechnungen von beispielhaften Preisblättern zu den einzelnen Reformoptionen und Szenarien enthält, sowie ein *Impact-Assessment*, würde die Bewertung der Reformvorhaben erleichtern und die Unsicherheit auf Seiten der Netznutzer reduzieren. Vor allem ist dabei mehr Transparenz über Netzzustände sowie regionale und zeitliche Einspeise- und Entnahmestrukturen wichtig.

Grundsätzliche Anforderungen an die zukünftige Allgemeine Netzentgeltsystematik:

Transparenz und Planbarkeit über Kostenentwicklung schaffen

- Die zukünftig zu erwartenden Netzentgelte und Netzentgeltentlastungen müssen berechenbar, planbar und zuverlässig sein, da Planbarkeit essenziell für die Kalkulation der Wirtschaftlichkeit und für Investitionsentscheidungen von Industrieunternehmen ist. Um die Planungssicherheit über den zukünftigen Verlauf der Netzkosten für die Verbraucher zu erhöhen, sind transparente Informationen über die längerfristige Perspektive erforderlich. Derzeit werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gesamt-Investitionssummen veröffentlicht, ohne die Auswirkung auf die Entwicklung der Netzentgelte darzustellen. Hier ist es notwendig, dass die Netzbetreiber zukünftig im Zuge des NEP-Prozesses längerfristige Szenarien veröffentlichen, um die Entwicklung der Netzausbaukosten auf die Netzentgelte im Zeitablauf sichtbar zu machen. Auch wenn die Ausbaukosten im Übertragungsnetz und den Verteilernetzen nur einen Teil der Netzkosten darstellen, würde eine solche szenarienbasierte Prognose - trotz aller Prognoseunsicherheiten - ein klareres Bild über die absehbaren Entwicklungen der Höhe der Netzentgelte ermöglichen.

Administrierbarkeit als übergreifendes Ziel: Handhabbarkeit durch alle Akteure muss im Vordergrund stehen

- Bei der Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik sollten auch die Aspekte „Einfachheit“ sowie die Möglichkeit zur praktikablen und eindeutigen sowie rechtssicheren Umsetzung und Administrierbarkeit für Behörden, Netzbetreiber,

Industrie und Privathaushalte im Vordergrund stehen und stets mitgedacht werden. Einfache und pragmatisch umsetzbare Regelungen stellen einen Wert an sich dar und vermeiden unnötige Bürokratie. Zudem muss eine zukünftige Netzentgeltsystematik die Schaffung von größtmöglicher Planungssicherheit für Letztverbraucher in den Fokus nehmen, damit Industrieunternehmen die Kosten von Investitionen in die Transformation umfassend kalkulieren können. Als Beispiel sei genannt, dass eine zu kleinteilige Dynamisierung der Netzentgelttarife mit dem Ziel der Stärkung von systemdienlichem Verhalten zu einer Erhöhung der Komplexität und damit einem Verlust von Planbarkeit führen könnte.

Wettbewerbsfähigkeit: Aspekt der Wettbewerbsfähigkeit der Netzentgelte im Verhältnis zu internationalen Wettbewerbern sollte bei Reform berücksichtigt werden

- Die energieabhängige Wertschöpfung der mittelständischen Industrie und Großbetriebe steht in einem intensiven Wettbewerb mit Standorten außerhalb Deutschlands. Auch wenn industriepolitische Belange nicht in die unmittelbare Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen, sollte daher der Aspekt der Wettbewerbsfähigkeit der Netzentgelte bei der Reform der Netzentgeltsystematik berücksichtigt werden. Sprich, die Höhe der Netzentgelte muss gegenüber internationalen Wettbewerbern in einem tragfähigen Verhältnis stehen. Alle möglichen Potenziale zur Reduzierung der Netzentgeltekosten für die Industrie sollten von der Bundesnetzagentur ausgeschöpft werden und es darf zu keiner weiteren Belastung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie durch Reformvorhaben der BNetzA kommen. Generell sollte die Senkung der Netzkosten bzw. Systemkosten durch Anreize zu systemdienlichem Verhalten eine große Prämisse beim Reformvorhaben der BNetzA sein.

Abbau von flexibilitätshemmenden Mechanismen in der allgemeinen Netzentgeltsystematik

- Der VIK sieht die grundlegende Logik der Netzentgeltsystematik weiterhin als gültig an. D.h., dass die Netzkosten weiterhin primär durch die zeitgleiche Höchstlast (ZH) bedingt werden. Eine Orientierung der Netznutzungsentgelte am Beitrag einzelner Nutzergruppen zur ZH sollte daher beibehalten werden.
- Eine Schwäche der derzeitigen Netzentgeltsystematik ist, dass der regelmäßige Beitrag eines Netznutzers zur ZH nur aufgrund seiner Volllaststunden approximiert (umgesetzt in Leistungspreis und Arbeitspreis) und nicht berücksichtigt wird, ob sein tatsächliches Verhalten durch diese Approximation angemessen abgebildet wird. Dies sollte eigentlich durch § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV abgebildet werden, dessen Nutzung in der Praxis durch die fehlende Dynamisierung (Rücknahme der Hochlastzeitfenster in Zeiten niedriger Netzlast) allerdings deutlich eingeschränkt ist.
- Die derzeitige Netzentgeltsystematik wirkt einer angestrebten Flexibilisierung vor allem durch einen hohen Leistungspreisanteil entgegen, der auch in lastschwachen Zeiten immer zu höheren Netzkosten führt. Bei der anstehenden Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik muss deshalb berücksichtigt werden, dass das zukünftige Netzentgeltsystem nicht flexibilitätshemmend wirkt. Die Netzentgeltsystematik sollte flexibles Verhalten aller Akteure auf Basis von Anreizen unter Beachtung der Freiwilligkeit sowie des technisch und wirtschaftlich Möglichen ermöglichen. Zu beachten gilt jedoch, dass das konkrete Flexibilitätspotenzial in der Industrie begrenzt ist und Anforderungen zu symmetrischen Lastanpassungsverhalten (Lasterhöhung und Lastreduktion) nicht, bzw. nur in Einzelfällen, möglich ist.

- In diesem Zusammenhang ist eine enge Verzahnung mit der Reform der Sondernetzentgelte nach §19 Abs. 2 StromNEV notwendig.

Ausführungen des VIK zu den einzelnen Reformsegmenten:

1. Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten:

Der VIK begrüßt die Debatte und die Vorschläge zur Verbreiterung der Kostenträgerbasis der Netzentgelte durch die mögliche Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten. Dies ist vor dem Hintergrund stark angestiegener Netzentgelte und einem auch in der Zukunft zu erwartenden hohes Niveau der Netzentgelte ein wichtiger Schritt zur Wiederherstellung und Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Einspeisenetzentgelte:

Netzentgelte für Einspeiser könnten Anreize setzen, das Einspeiseprofil netzdienlicher zu gestalten. Jedoch sind diese aufgrund der folgenden Gründe für den VIK nicht zu befürworten:

- Aus Sicht des VIK sind Einspeisenetzentgelte kein probates Mittel zur Verbreiterung der Kostenträgerbasis, da zu erwarten ist, dass durch die Beteiligung von Einspeisern an den Netzentgelten auch der Commodity-Preis für Strom und PPA-Preise durch Umlage in Summe steigen würden. Dem Ziel der Kostensenkung würde ein Einspeisenetzentgelt dementsprechend kaum gerecht. Ein Netzentgelt für Einspeiser könnte sich auch negativ auf die Wirtschaftlichkeit von industriellen Eigenerzeugungsanlagen auswirken. Dies liegt daran, dass die erwähnte Kostenweitergabe bei KWK- und EE-Anlagen unterschiedlich ausfällt. Während sich bei EE-Anlagen der aus EE-Anlagen erzeugte Strompreis erhöht, trifft eine Preiserhöhung für Dampf, der mittels (industrieller) KWK-Anlagen erzeugt wird, direkt Industriekunden sowie sich in der Nähe befindende Nahwärmenetze. Auch könnte eine zu starke Belastung von Einspeisern durch Netzentgelte in bestimmten Regionen dazu führen, dass potenziell sinnvolle Standorte für Einspeiser wirtschaftlich unattraktiv würden.
- Bei einer eventuellen Einführung eines Netzentgelts für Einspeiser bedarf es einer Unterscheidung zwischen lastnaher Einspeisung und lastferner Einspeisung. Lastnahe Einspeisung darf dann nicht bepreist werden, da durch diese keine Netzkostenerhöhung stattfindet.
- Potenziell kritisch sind auch die derzeitigen regulatorischen Unsicherheiten bezüglich der Zukunft der Kundenanlage. Sollte sich aus der EuGH-Entscheidung vom 28.11.2024 und dem BGH-Urteil am 13.5.2025 eine generelle Unzulässigkeit der Kundenanlage ergeben, drohen erhebliche Kosten und administrative Mehraufwände für potenziell tausende Industriestandorte und darin betriebene, oft kleinere steuerbare konventionelle Energieerzeuger, obwohl diese nicht ursächlich für steigende Netzkosten sind. Zusätzlich kommen weitere Kosten für den Einbau von flächendeckenden Stromzählern dazu. Der administrative Aufwand einer Einführung von Einspeisenetzentgelten wäre bereits in Industrienetzen sehr hoch.
- Eine Differenzierung eines möglichen Einspeisenetzentgelts für unterschiedliche Arten der Einspeisung wie die umrichterbasierte Einspeisung und Einspeisung über rotierende Generatoren ist aus Sicht der BNetzA nur für einen „sehr begrenzten Teil der Systemdienstleistungskosten begründbar“. Mit Blick auf die Gesamtsystematik hätte eine Differenzierung bei den Systemdienstleistungen nur geringe Bedeutung.

Baukostenzuschüsse (BKZ) als Alternative:

Der VIK plädiert aus den folgenden Gründen dafür, anstelle von Netzentgelten für Einspeiser regional differenzierte Baukostenzuschüsse für erneuerbare Erzeuger zu erheben:

- BKZ hätten geringeren Einfluss auf den Strommarkt als Einspeiseentgelte, da sie nur einmal bei der Netzanschlusserstellung anfallen und nicht den laufenden Betrieb der Anlagen betreffen.
- Im Gegensatz zu Einspeisenetzentgelten sind BKZ weniger komplex sowie einfacher zu administrieren und können daher zügiger implementiert werden. Auch können BKZ sinnvolle Steuerungsanreize mit Blick auf die Ansiedlung zusätzlicher volatiler Stromerzeugung in netzverträglichen Regionen setzen und damit zur Kostensenkung im Stromsystem beitragen. Erlöse der Netzbetreiber aus BKZ sollten wiederum zur Reduktion der Gesamtnetzkosten eingesetzt werden.
- Als Bemessungsgrundlage wäre die Kapazität (€/MW) zu befürworten (Bemessung auf Grundlage der angefragten Netzanschlusskapazität). Dies fördert eine effiziente Dimensionierung der Anlagen und vermeidet überdimensionierte Anschlüsse. Die Steuerbarkeit von Anlagen könnte ebenfalls belohnt werden.
- In der Niederspannung erscheint aufgrund der begrenzten Mess- und Steuerbarkeit von „Prosumern“ eine höhere und regional nach Netzsituation differenzierte Grundpreiskomponente sinnvoll, um die Verursachungsgerechtigkeit zu verbessern.

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

Grundpreis:

- Ein verpflichtender Grundpreis auf höheren Netzebenen erscheint nicht sinnvoll und wird für industrielle Verbraucher abgelehnt, da diese aufgrund der geringen Anschlussdichte höherer Netzebenen im Vergleich zu privaten und gewerblichen Verbrauchern in den unteren Netzebenen unverhältnismäßig stark belastet würden. Würde ein hoher Anteil der Netzkosten über einen Grundpreis umgelegt, entstünden zudem Fehlanreize, die Anzahl vorhandener Netzanschlüsse auf ein Mindestmaß zu reduzieren, was Investitionen ohne technischen und volkswirtschaftlichen Mehrwert auslösen würde. Die Einführung überwiegend fixer Kostenelemente oberhalb der Niederspannung in die Netzentgeltsystematik wirkt der Einführung von dynamischen Netzentgelten entgegen und kann zudem als Flexibilitätshemmnis wirken.
- Eine Einführung bzw. Stärkung einer Grundpreiskomponente für Prosumer auf der Niederspannung ist aus VIK-Sicht jedoch sinnvoll, um diese adäquat an den Netzkosten zu beteiligen, insbesondere wenn kein zeitlich aufgelöstes Einspeise- und Bezugsprofil erhoben werden kann. Dabei müsste der Begriff des Prosumers eindeutig definiert werden. Für den VIK wäre ein Prosumer ein Stromverbraucher im Haushaltsbereich, der in der Niederspannung in gewissen Stunden mit einer PV-Eigenerzeugung zum Stromeinspeiser wird.

Kapazitätspreis:

- Es wird diskutiert, in Analogie zur Systematik im Gasfernleitungsnetz, eine jährliche Buchung von Netzanschlusskapazität einzuführen und diese zu bepreisen. Die gebuchte Jahreshöchstlast soll um einen Puffer ergänzt werden, was einer flexiblen Fahrweise dienlich sein soll. Wird die gebuchte Kapazität überschritten, droht eine

Strafzahlung – unterhalb der Kapazitätsgrenze wäre laut BNetzA jedoch eine flexible Fahrweise möglich.

- Aus Sicht des VIK ist eine Analogie zum Gasbereich nur bedingt tragfähig, da das Gassystem deutlich träger zum volatilen und sich viertelstündlich ändernden Stromsystem ist.
- Der VIK sieht in einer Bepreisung maximaler technischer Netzanschlusskapazität (NAK) die Gefahr, dass sich dieser Schritt als Flexibilitätshemmnis auswirken könnte. Da eine NAK-Bepreisung unabhängig von der bezogenen Arbeit erfolgt, würde ein höherer Fixkostenanteil entstehen. Als Folge davon würden mögliche Anreize für ein flexibles Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit von der Netzsituation reduziert, da die spezifischen Netzentgelte mit Arbeitspreisbestandteil im Verhältnis sinken.
- Die folgenden möglichen widersprüchlichen und von der Unternehmenssituation abhängigen Wirkungen und Verhaltensanreize könnten durch eine Kapazitätsbepreisung entstehen:
 - Für einen Netznutzer könnten aus wirtschaftlichen Erwägungen Anreize zu einer Reduzierung der Netzanschlusskapazität entstehen, was das mögliche individuelle und damit auch gesamtsystemische Flexibilitätspotenzial verringern könnte.
 - Es kann sich aber auch der gegenteilige Effekt ergeben: Trotz etwaiger Mehrkosten könnten sich industrielle Verbraucher dazu entscheiden, große Kapazitäten zu buchen, was zu höheren Netzentgeltzahlungen führt, obwohl absehbar ist, dass die Netzanschlusskapazität nicht vollständig ausgenutzt werden wird. Der Hintergrund ist, dass Netzanschlusskapazität bereits heute ein knappes Gut ist und Industriestandorte z.B. mit kommerziellen Stromspeichern um freie Netzanschlusskapazität konkurrieren, deren Ansiedlung lokale Kapazitäten verknappt (obwohl für Speicherbetreiber kein zwingender Ortsbezug besteht). Für einen Industriestandort wäre es schädlich, vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität dauerhaft zu verlieren und Kapazitätsbuchungen etwa wegen konjunktureller Unterauslastung allenfalls ungesichert zur Verfügung zu haben.
 - Die langfristige Bindung an eine gebuchte Kapazität setzt genaue Planungsanforderungen voraus, was bei schwankendem Produktionsbedarf (z. B. konjunkturellen Schwankungen) eine Herausforderung darstellt.
- Bei einer Kapazitätsbepreisung stellen sich darüber hinaus auch viele Fragen der Umsetzung, z.B. zum Umgang mit einer Pönalisierung bei Übernutzung einer gebuchten Kapazität (Höhe der Pönalisierung oder Pönale nur bei gleichzeitigem Vorliegen eines Engpasses und einer Übernutzung der gebuchten Kapazität), beim Umgang mit einer Nicht-Nutzung gebuchter Kapazität, mit Problemen bei einer Kapazitätsrückgabe sowie zur zeitlichen Auflösung der Kapazitätsbuchung (Jahreskapazität vs. monatliche oder tägliche Buchung). Bei der Einführung eines Kapazitätspreises müsste auch eine Differenzierung zw. vertraglicher und tatsächlich gebuchter Kapazität erfolgen.
- Die Einführung einer Kapazitätskomponente könnte für den flexiblen Betrieb von z.B. netzdienlichen Elektrolyseuren kostensteigernd wirken. Derartige Fehlanreize sollten vermieden werden.

- Die o.g. Ausführungen machen deutlich, dass die Einführung eines Kapazitätspreises eine Reihe von problematischen Folgen mit sich bringt, die abhängig von der genauen Detailausgestaltung sind. Die Auswirkungen der Ausgestaltungsvarianten auf finanzielle Wirkung und Komplexität müssen zunächst quantifiziert werden und bedingen eine vertiefte Diskussion im Rahmen der von der BNetzA angekündigten weiteren Stakeholderworkshops, an denen sich der VIK gerne beteiligt.

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

- Die effiziente Nutzung vorhandener Netzkapazitäten ist als Primärziel anzusehen. Das ermöglicht eine Verringerung der Netzausbaukosten und Netzstabilisierungskosten. Industriestandorte, die über das technisch-ökonomische Potenzial dafür verfügen, können durch Lastverschiebungen eine Reduzierung ihrer Energiekosten erreichen.
- Bei der Dynamisierung der Netzentgelte bestehen derzeit noch zu viele Varianten, um eine abschließende Positionierung vornehmen zu können. Dazu gehört z.B. das Verhältnis von Arbeitspreis und Leistungspreis sowie die Dynamisierung auf Übertragungs- und Verteilnetzebene.
- Dynamische Netzentgelte erfordern eine praktikable und bürokratiearme Umsetzung, um hohe Implementierungskosten zu vermeiden. Dynamische Netzentgelte (regional unterschiedliche Preise, aufgrund Netzauslastung) können zeitlich günstigen Spotmarktpreisen (bundesweit einheitlicher Markt) entgegenlaufen und so ggf. keine Wirkung entfalten. Netzregionen sollten anhand der tatsächlichen Netzbelastung definiert werden, jedoch großflächig und bundesweit harmonisiert, um eine kleinteilige und komplexe Struktur zu vermeiden. Eine kosteneffiziente Ausgestaltung und Umsetzung von dynamischen Netzentgelten bei einer Vielzahl von kleinen Verteilnetzbetreibern erscheinen fraglich.
- Generell bedarf es bei der Dynamisierung der Netzentgelte eines langsamen, schrittweisen Vorgehens, z.B. durch die Ausdehnung auf nur wenige Zeitbereiche und des Tests in „Reallaboren“.
- Eine mögliche Maßnahme zur Dynamisierung der Netzentgelte wäre die Einführung einer „Netzampel“, die allerdings zur Komplexitätsreduzierung nur wenige Tarifzonen beinhalten sollte. Bei einer „grünen Phase“ wäre es denkbar, dass die individuelle Lastspitze bei der Berechnung des Leistungspreises unberücksichtigt bleibt, um einen Flexibilitätsanreiz bei industriellen Großverbrauchern zu setzen. Bei Vorgaben zur „Fahrweise“ wäre eine Möglichkeit zur unterjährigen bzw. kurzfristigen Anpassung erforderlich. Hier bedarf es insbesondere der Berücksichtigung mit Wechselwirkungen zur Reform §19 Abs. 2 StromNEV.
- Auch wenn eine etwaige Dynamisierung der Netzentgelte nur in wenigen Stunden des Jahres nötig ist und die Auswirkungen für Letztverbraucher dadurch nicht so gravierend erscheinen, bedarf es in der Industrie an möglichst viel Planungssicherheit. Eine Dynamisierung mit zeitlich und örtlich differenzierten, volatilen Netzentgelten kann die Kalkulierbarkeit der Netzentgelte für industrielle Verbraucher erheblich erschweren und sich somit hinderlich für den laufenden Betrieb als auch zukünftige Elektrifizierungsprojekte auswirken. Zu große Komplexität sollte daher in jedem Fall vermieden werden.
- Der VIK könnte sich dynamische Netzentgelte der Einfachheit halber zunächst als für Netzbetreiber freiwilligen Testbetrieb vorstellen.

- In Summe muss eine Dynamisierung bzw. Differenzierung der Netzentgelte mit Augenmaß vorgenommen werden. Aufgrund der Vielzahl von Ausgestaltungsvarianten ist eine vertiefte Diskussionsrunde (vgl. Stakeholderworkshops) und eine Quantifizierung der diskutierten Varianten erforderlich, um eine abschließende Bewertung vornehmen zu können.
- Die Einführung von dynamischen Netzentgelten ersetzt jedoch nicht den benötigten Netzausbau.

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

- Der VIK sieht die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte skeptisch. Dies liegt insbesondere daran, dass mit einem bundeseinheitlichen Netzentgelt individuelle regionale Gegebenheiten wie bspw. in industriell geprägten Netzen (wie bspw. Geschlossene Verteilernetze oder Industrienetze, die als Netz der allgemeinen Versorgung eingestuft sind) oder Kundenanlagen nicht mehr erfasst werden können.
- Hinzu kommt, dass die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte auf der Übertragungsnetzebene nicht dazu geführt hat, dass Kunden auch gleichmäßig die Kosten des Übertragungsnetzes tragen. Stattdessen ist die Kostentragung regional nicht einheitlich in Deutschland: Verteilernetze mit einem hohen EE-Anteil zahlen nur geringfügig für die vorgelagerte Übertragungsnetzebene und tragen diese somit kostentechnisch kaum mit. Das Ziel der Vereinheitlichung ließe sich dementsprechend nicht real erreichen.
- Es bedarf zunächst einer Quantifizierung, um Effekte der Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte bewerten zu können, da bei diesem möglichen Reformvorhaben ein sehr hoher administrativer Aufwand befürchtet wird.

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

- Speicher sind ein wesentliches Element für die Energiewende. Es muss aber sichergestellt sein, dass die Ansiedlung und der Betrieb von Speichern nicht dazu führen, dass Netzengpässe verstärkt und damit Netz- und Systemkosten erhöht werden.
- Insbesondere vor dem Hintergrund von knapper Netzanschlusskapazität (NAK) und fehlendem Netzausbau müssen ortsgebundene Kriterien bei der Speicheransiedlung einen Vorrang erhalten. So sollten beispielsweise Industriebelange (ortsgebundene Speicher) einen Vorrang vor rein marktlich betriebenen Speichern, die mehr Spielraum bei der Ortswahl haben, erhalten. Generell sollten Speicher nicht ggü. anderen Akteuren in der Netzentgeltsystematik bevorzugt behandelt werden. Vielmehr bedarf es der Einführung von Anreizen für eine systemdienliche Fahrweise von Speichern, um tatsächlich Systemkosten reduzieren zu können.
- Im Kontext der Diskussion um Kapazitätsbepreisung sollte die Einführung unterbrechbarer Kapazitäten für Speicher geprüft werden, sodass in Zeiten, in denen eine Netzüberlastung droht, die Nutzung der Anschlusskapazität untersagt werden kann, um keine zusätzlichen Netzbelastungen zu erzeugen.

- Für eine nicht netzbelastende Fahrweise von Elektrolyseuren sollte die Ausnahme von Netzentgelten verlängert werden.

6. Themenkomplex: Kostenstellen und Kostenwälzung

- Die heutige Differenzierung nach Umspannebenen ermöglicht eine einfachere Betrachtung der singular benutzten Betriebsmittel (SBM) nach § 19 Abs. 3 StromNEV, die oft in der Umspannungsebenen angesiedelt sind. Eine Abschaffung der SBM würde gerade für die Industrie eine Gefahr von Kostensteigerungen mit sich bringen. Vor dem Hintergrund der nicht mehr tragbaren Kostenbelastung der Industrie und dem vom VIK formulierten Ziel der Wettbewerbsfähigkeit der Netzentgelthöhe wäre es kontraproduktiv, die Umspannungsebenen abzuschaffen. Dies gilt insbesondere dann, wenn durch eine Abschaffung der Umspannebenen Preisanomalien nicht gesichert gelöst werden können.
- Eine Abschaffung von Umspannebenen würde auch das „*Pooling*“ mehrerer Entnahmestellen nach § 17 Abs. 2a StromNEV erschweren und ggf. verhindern. Letztlich ist die Wirkung der Fahrweise eines Industriestandortes in Summe auf das Netz von Relevanz, sodass die Bepreisung hier ansetzen sollte, nicht an der einzelnen Entnahmestelle. Generell ist es wichtig, dass, das „*Pooling*“ mehrerer Entnahmestellen nicht zu kompliziert sein sollte und es in dieser Thematik einer Vereinfachung im Zuge des AgNes-Reformprozesses bedarf. Industriestandorte benötigen aufgrund technischer Notwendigkeiten in der Regel mehrere Entnahmestellen, deren Stromentnahme jedoch in Summe auf das jeweilige vorgelagerte Netz wirkt. Im Rahmen der reformierten Netzentgeltsystematik müssen industrielle Entnahmestellen daher grundsätzlich in Summe betrachtet werden können.
- Der VIK weist darauf hin, dass viele Themenkomplexe und Sachverhalte miteinander verwoben sind (Singular genutzte Betriebsmittel, *Pooling*, *Pancaking*, Diskussion um Abschaffung der Umspannebenen) und es daher keine singulären „Schnellschüsse“ geben darf, da die Auswirkungen singulärer Änderungen nicht vollständig erkennbar sind.
- Es bedarf auch hier einer Quantifizierung der möglichen Auswirkungen von Vorhaben zur Abschaffung von Umspannebenen und der Reform des Wälzungsmechanismus. Wenn das Ziel der Kostenreduktion dadurch nicht erreicht werden kann, sollte von diesen Vorhaben abgesehen werden.

Der VIK ist seit über 77 Jahren die Interessenvertretung industrieller und gewerblicher Energienutzer in Deutschland. Er ist ein branchenübergreifender Wirtschaftsverband mit Mitgliedsunternehmen aus den unterschiedlichsten Branchen, wie etwa Aluminium, Chemie, Glas, Papier, Stahl oder Zement. Der VIK berät seine Mitglieder in allen Energie- und energierelevanten Umweltfragen. Im Verband haben sich etwa 80 Prozent des industriellen Stromverbrauchs und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen industriellen Energieeinsatzes und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland zusammengeschlossen.