Orientierungspunkte Netzentgeltkomponenten; GBK-25-01-1#3

Stellungnahme der Volkswagen Group Charging GmbH (Elli)

Grundsätzliches

Das Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) ist eine Chance, eine Grundlage des heutigen Energiesystems zu reformieren. Die aktuelle Netzentgeltsystematik kommt aus einer Zeit in der Strom vor allem zentral erzeugt wurde und Stromkunden in der Regel ausschließlich Strom-Verbraucher waren. Jetzt wo immer mehr Kunden gleichzeitig erzeugen und verbrauchen, ist das bestehende System nicht mehr passgenau. Neue Technologien wie die E-Mobilität, deren Nutzer ihren Verbrauch ohne Komfortverlust verlagern oder bedarfsgerecht steuern können, verstärken diesen Trend noch weiter – und sollten proaktiv nutzbar gemacht werden.

Darüber hinaus sehen wir, dass Kunden schon heute mit hohen Netzkosten konfrontiert sind, die aufgrund des anstehenden Investitionsbedarfes in den nächsten Jahren weiter steigen könnten. Netzentgelte dürfen aber nicht zum Hemmschuh für neue stromgeführte Technologien wie E-Autos und Wärmepumpen werden. Alle Maßnahmen zu einer Kostensenkung bzw. Stabilisierung sind daher mehr als willkommen und sollten leitend für die Reform sein. Wichtig sind dafür für uns dynamische Anreize auf Basis eines hohen Digitalisierungslevels. Nicht sinnvoll sind für uns hohe fixe Netzentgeltkomponenten, die ggf. sogar prohibitiv für neue Technologien sein können.

Wir sehen AgNes als Chance, Netzkosten besser zu verteilen und das vorhandene Potential neuer Technologien und flexibler Verbraucher ohne Komfortverlust für den Kunden zu nutzen.

Im Detail zu den einzelnen Punkten

1. Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden>100.000 kWh

Der Schwerpunkt unserer Aktivitäten liegt im Kundensegment unter 100.000 kWh. Wir teilen jedoch die Ansicht vieler Stakeholder der AgNes-Debatte, dass die Grenze von 100.000 kWh nicht zwingend sachgerecht erscheint und möchten uns daher auch mit Blick auf diese Möglichkeit einer Absenkung zu einigen der Fragen äußern.

Wir möchten festhalten, dass es richtig ist, den Leistungspreis gegen eine Kapazitätskomponente zu tauschen. So war bei größeren Ladeparks der im ex post anfallende und damit nicht planbare Leistungspreis schwer auf den jeweiligen einzelnen Verursacher umzulegen. Bei einer Reform sollte jedoch berücksichtigt werden, dass 1) Überschreitungen der gewählten Kapazität immer möglich sein müssen, 2) die Kapazitätskomponente nicht der einzige Faktor wird und damit eine einseitige Bevorzugung einzelner Geschäftsmodelle haben könnte (bspw. eine Bevorzugung von Geschäftsmodellen hinter dem Zähler) und 3) daher um eine mengenbezogene Komponente (Arbeitspreis in kWh) ergänzt werden sollte. So zeigen Analysen (bspw. der FfE für VW Group Innovation), dass Märkte (so bspw. Schweden) mit einem hohen Kapazitätsentgelt deutlich weniger attraktiv für V2G oder marktaktive Speicher sind.

Ein Arbeitspreis sollte von Anfang an als dynamische Komponente gedacht werden, um „dynamisch“ auf den jeweiligen Netzzustand reagieren zu können. So sollte der Arbeitspreis bei Netzdienlichkeit niedrig, 0 oder sogar negativ sein können; und entsprechend hoch, wenn das jeweilige Verhalten netzschädigend wirken würde. Von einer, wie von der BNetzA vorgeschlagenen, strikten Trennung zwischen einer Finanzierungs- und Anreizkomponente raten wir ab, da sich beides aus Kundensicht nicht trennen lässt. Aus Kundensicht würde jede Entgeltstruktur Anreize für oder gegen etwas setzen.

Fragen der BNetzA

Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?

Die Differenzierung der mengenbezogenen Komponente in einen AP 1 (für alles unterhalb der gewählten Kapazität) und einen AP 2 (für alles oberhalb der gewählten Kapazität) erscheint sinnvoll. Wichtig ist jedoch, dass es sich hierbei nicht um statische Preise, sondern vielmehr um dynamische Komponenten handelt, die AUCH auf den Netzzustand Rücksicht nehmen. Würde bspw. die Netzsituation von einem hohen Verbrauch profitieren, sollte der AP 2 nicht unnötig hoch ausfallen, nur weil die Kapazität überschritten wurde. Dennoch überzeugen die Überlegungen der BNetzA, wonach der Nutzer auch dazu „gedrängt“ werden sollte, eine realistische Kapazität zu wählen.

Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?

Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?

Möglichst einheitliche und umfassende Vorgaben/Festlegungen der BNetzA sind auf jeden Fall zu empfehlen, da andernfalls ein stark heterogenes Entgeltsystem droht. Andernfalls würden Geschäftsmodelle bundesweit tätiger Versorger oder Entwicklungen neuer Geschäftsmodelle bspw. Im Kontext der E-Mobilität deutlich erschwert. Spielräume sollte es nur in engen Ausnahmen für regionale Besonderheiten geben und von der BNetzA gemonitort werden.

Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?

Es bräuchte auf jeden Fall einen Prozess, um von der heutigen garantierten Anschlussleistung zu einer ggf. geringeren Kapazität zu kommen bzw. müssten die Netzanschlussverträge angepasst werden. Da die Verteilnetzbetreiber bei Kunden mit RLM oder intelligenten Messystemen die Lastgänge der Kunden kennen sollten – könnten sie „Empfehlungen“ für eine passende Kapazitätsbestellung festlegen, von denen Kunden aktiv abweichen müssten.

Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung dieses Modells sachgerechter?

Die Grenze von 100.000 kWh könnte zu hoch veranschlagt sein (s. oben). Sinnvoll erscheint, Kunden, ohne iMSys im heutigen System aus Grund- und Arbeispreis zu belassen. Kunden

verstehen es und es ließe sich leicht umsetzen. Für Kunden mit iMSys weist die BNetzA in den Orientierungspunkten richtigerweise darauf hin, dass auch heute schon bei Kunden mit iMSys die Zählerstandsgangmessung und damit die Bedingung für ein dynamischeres Vorgehen vorläge. Hier möchten wir darauf hinweisen, dass dem Lieferanten (und ggf. auch dem Messstellenbetreiber/Verteilnetzbetreiber) diese Information nur vorliegt, wenn das iMSys für den Tarifanwendungsfall 7 (Zählerstandsgangmessung) konfiguriert ist. Um das abzusichern, muss TAF7 zur Standardkonfiguration des iMSys werden.

2. Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

Fragen der BNetzA

Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen, ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?

Wir sehen einige Vorteile bei dem Modell eines höheren Grundpreises für Prosumer – wenn es dazu führt, bei allen Kunden den Arbeitspreis zu senken. Um dem Vorwurf der Überbevorteilung großer Anlagen zu begegnen, könnte der Grundpreis auch in Abhängigkeit zum kW-Peak-Wert gestaltet werden. In diesem Fall ist zu berücksichtigen, dass Lieferanten derzeit keine Information darüber haben, ob die Kunden über eine PV-Anlage verfügen (oder wie groß diese ist) – diese Information müsste standardisiert vom Netzbetreiber in den Stammdaten der Kunden mitgeliefert werden.

Auch die Einführung eines Kapazitätspreises für Prosumer kann sinnvoll sein – hier ist jedoch zu beachten (S. weiter oben), dass 1) eine Überschreitung der gewählten Kapazität immer möglich sein muss, 2) die Kapazitätskomponente nicht der alles dominierende Faktor wird und 3) um einen dynamischen Arbeitspreis ergänzt werden sollte. Ein alleiniger hoher Kapazitätspreis wären für das Ziel der Marktaktivierung von Speichern und bidirektionaler Ladepunkte absolut hinderlich.

Das Modell der Einführung eines saisonalen Arbeitspreises ist aufgrund der negativen Auswirkungen für die Wärmewende nicht zu empfehlen.

Trotz des berechtigten Interesses einer angemessenen Beteiligung aller Netznutzer an der Finanzierung eben dieser sollte auch in Zukunft darauf geachtet werden, dass hohe Grundpreise oder Kapazitätspreise keine prohibitiven Effekte für einzelne Geschäftsmodelle entwickeln. So leisten Prosumer einen sinnvollen Beitrag zum Aufbau neuer Erzeugungsanlagen und die Flexibilität von E-Autos und Wärmepumpen kann bei entsprechenden Rahmenbedingungen dazu beitragen, das vorhandene Netz gleichmäßiger zu nutzen.

Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?

Wenn sich die Frage auf die Einführung eines höheren Grundbeitrages für Prosumer bezieht und deren Folgen auf den Wettbewerb um Haushaltskunde Stromgeschäft (Frage nicht ganz klar):

Grundsätzlich wären keine großen Auswirkungen auf den Wettbewerb zwischen Lieferanten zu erwarten. Bei einem sehr hohen Grundpreis könnte der Anreiz für Investitionen in PV-Anlagen

oder damit in Verbindung stehende Energiewende-Technologien (E-Mobilität, V2G, Wärmepumpen etc.) verringert werden, sodass eigentlich wünschenswerte Investitionen nicht erfolgen.

Wichtig für die Wettbewerbsfrage ist, dass Lieferanten aktuell nicht systematisch eine Information darüber erhalten, ob Kunden eine PV-Anlage haben und wie groß diese ist. Um Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern, muss diese Information vorhanden sein, da andernfalls der Preisvergleich der Kunden erschwert wird.

Wäre eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?

Eine direkte Netzabrechnung ist heute schon freiwillig möglich, wird aber in der Praxis kaum genutzt. Auch wenn eine Umstellung der Netzentgeltsystematik mit neuen Anforderungen für die Lieferanten einhergeht, ist die Netzabrechnung unserer Einschätzung nach dort besser aufgehoben. Kunden haben die bisherige Praxis in den letzten Jahren erlernt und sich daran gewöhnt. Netzbetreiber stehen hingegen in den nächsten Jahren vor großen Herausforderungen und sollten ihre Kapazitäten besser auf die Digitalisierung fokussieren. Wichtig für die Abrechnung des Lieferanten ist dabei immer, dass die für die Berechnung notwendigen Informationen vom Netzbetreiber übermittelt werden (Information über PV, Lastgänge etc.).

Neben der Frage der Ressourcen gibt es auch fachliche Gründe, die aktiv dagegensprechen. Erstens bieten Lieferanten je nach Tarif unterschiedliche Preisgarantien, bei einigen werden die Risiken eines Anstiegs der Netzentgelte "geschluckt" und nicht an den Kunden weitergegeben. Kunden wählen diese Art der Tarife für Sicherheit. Mit desintegrierten Verträgen wäre ein solches Konstrukt nicht möglich. Die Gefahr, dass neue Netzentgeltregelungen systematisch nicht bei den Haushalten ankommen, sehen wir aufgrund des ausgeprägten Wettbewerbs zwischen den Anbietern nicht. Zweitens sollte eine Optimierung auf Kundenseite nach Möglichkeit Strommarkt und Netzentgelte gleichermaßen und gleichzeitig beachten. Bei einer Trennung der Abrechnung der Netzentgelte und Energiebeschaffung besteht die Möglichkeit, dass die Optimierung nach Netzentgelten von einem Dritten (bspw. dem HEMS-Anbieter) durchgeführt würde. Eine solche Optimierung hätte aber auch Auswirkungen auf die Annahmen der Energiebeschaffung der Lieferanten (bei SLP und RLM). Als Konsequenz könnten höheren Ausgleichsenergiekosten entstehen. Wünschenswert für Lieferanten und Energiesystem ist eine Optimierung auf beide Parameter aus einer Hand.

Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?

Ausreichend Vorlauf zur Umstellung der Prozesse, Update der Systeme und Kundeninformation ist unerlässlich. Ein sinnvoller Zeitraum könnte bspw. zwei Jahre sein. Wichtig ist, dass alle notwendigen Informationen über die MaKo übermittelt werden.

Soll der Verteilnetzbetreiber das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis abgesehen von generellen, aber unbestimmten Anforderungen der Angemessenheit und der Diskriminierungsfreiheit frei bestimmen dürfen?

Unserer Ansicht nach sollte der Spielraum so gering wie möglich sein. Ziel ist ein bundesweit möglichst homogenes System, welches Ausnahmen nur für regionale Besonderheiten zulässt. Deswegen sind klare Leitlinien für die Netzbetreiber unerlässlich.

Braucht es hier Leitlinien für die Netzbetreiber?

S.o.

3. Anreize für Nutzungsverhalten

Fragen der BNetzA

Ist es zutreffend, dass in engpassbelasteten Netz(-bereichen) in den Netzebenen 1-3 die Voraussetzungen zur Engpassprognose gegeben sind?

Wie sieht es in der Ebene 4 (HS/MS) aus?

Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?

Grundbedingung für dynamische Netzentgelte sind vorhandene Fähigkeiten seitens der Netzbetreiber in punkto Digitalisierung und Smart Meter-Prozessen (Einbau und Abwicklung der Daten). Nach fast einem Jahr seit der verpflichtenden Einführung Modul 3 für 14a-Kunden finden die dort vorgesehenen zeitvariablen Netzentgelte leider immer noch wenig Umsetzung in der Praxis. Unter Berücksichtigung eines gewissen Maßes an Realismus ist es dennoch wichtig, fordernde Zielvorgaben für die Netzbetreiber zu festzulegen. Ein Kompromiss könnte sein, Zielschritte zu beschreiben – allerdings zunächst noch ohne Datum. Deren Terminierung inkl. Festlegung von Sanktionsmöglichkeiten würde zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, sobald ein prozentualer Anteil der Netzbetreiber die Fähigkeiten beherrscht.

Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?

Ob Speicher in den höheren Spannungsebene ein geeignete Nutzergruppe für den Start sind, hängt auch stark von der grundlegenden Ausgestaltung der Netzentgelte für Speicher ab. Grundsätzlich ist denkbar, dass die Netzdienlichkeit von Speichern über dynamische symmetrische Netzentgelte angereizt werden kann. Wichtig ist, dass dabei nicht noch zusätzlich eine Kapazitätskomponente erhoben wird – da andernfalls die Wirtschaftlich der Projekte nicht sichergestellt wäre. Hierbei ist zu beachten, dass nach heutiger Rechtslage Speicher bei einer Inbetriebnahme bis August 2029 für 20 Jahre keine Netzentgelte zahlen. Die Regeln würden daher nur für neue Projekte gelten, die allerding gegenüber Bestandprojekten deutlich schlechter gestellt wären.

Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?

Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?

Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher)? Was ist dabei zu beachten?

Auch wenn steuerbare Verbraucher grundsätzlich ein interessanter Startfall sind, sind mögliche Überschneidungen mit der 14a-Festlegung zu beachten. Entweder ist 14a-Festlegung zu integrieren oder von der Aufnahme steuerbarer Verbraucher sollte zunächst Abstand genommen werden.

Wie soll mit § 14a-Modul 3 verfahren werden?

Siehe oben.

Die Systematik des 14a EnWG mit zeitvariablen Netzentgelten (perspektivisch gern auch dynamisch) und Kompensation für die Flexibilität sollte unbedingt beibehalten werden, da es unserer Einschätzung nach aufzeigt, wie eine zukünftige Netzentgeltsystematik aussehen kann (dynamisch, digital etc.). Insbesondere mit Blick auf die E-Mobilität ist darauf zu verweisen, dass hier erstens ein großes Potential besteht und zweitens Kunden das bestehende System gerade erlernen und Änderungen zu Unsicherheit führen würde. Die Annahmen der Preise des Heimladens sind auch Teil der Grundlage für Investitionen in ein E-Fahrzeug. Um diesen positiven Effekt für den notwendigen Hochlauf der E-Mobilität und die damit einhergehende Dekarbonisierung des Verkehrs zu erhalten, erscheint es sinnvoll, die 14a-Kunden zunächst im aktuellen System aus Grundpreis, Arbeitspreisen und Modulen 1-3 zu belassen und zu einem späteren Zeitpunkt bzw. bei Opt-In in das neue System zu überführen. Auch hier ist allerdings schon heute eine Digitalisierung der Netze inkl. Smart Meter-Rollout und Einführung neuer Prozesse (bspw. Umsetzung TAF 7) unverzichtbar.

4. Anreize für Investitionsentscheidungen

Fragen der BNetzA

Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?

Die Erhebung sollte Netzbetreibern weiterhin freigestellt bleiben. Bei Speichern ist zu hinterfragen, ob ein BKZ auch bei Einführung von Netzentgelten (insb., wenn unter der Grundvoraussetzung einer netzdienlichen Fahrweise/Steuerung) sinnvoll sind.

Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?

Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden