Stellungnahme der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur zu Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA im Rahmen des AgNes-Festlegungsverfahren

Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur unter dem Dach der NOW GmbH unterstützt im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr den Aufbau einer flächendeckenden, bedarfsgerechten und nutzerfreundlichen Ladeinfrastruktur. Sie beteiligt sich an diesem Konsultationsverfahren im Wesentlichen mit übergreifenden bzw. allgemeinen Anregungen vor dem Hintergrund des oben genannten Zieldreiecks.

Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur begrüßt das Zielbild einer Netzentgeltsystematik, die einen Fokus auf Komponenten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion legt. Die Netzentgeltstruktur kann wesentlich dazu beitragen, Lasten zu steuern, Netzkapazitäten effizient zu nutzen und den systemdienlichen Einsatz von Flexibilitäten zu fördern.

Für die Transformation des Verkehrssektors ist jedoch entscheidend, dass diese Neugestaltung der Netzentgelte im Einklang mit zentralen politischen Zielen steht: dem Aufbau eines flächendeckenden Netzes öffentlicher Ladeinfrastruktur, der vollständigen Erfüllung der AFIR-Anforderungen, insbesondere entlang der relevanten TEN-T-Korridore und in der Fläche, sowie die Sicherstellung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen für Investitionen und den Betrieb von Ladeinfrastruktur, auch in der Hochlaufphase. Darüber hinaus ist die weitgehende Elektrifizierung des Pkw- und Lkw-Verkehrs ein zentraler Bestandteil der Verkehrswende. Dies erfordert neben öffentlicher Ladeinfrastruktur auch den breiten Ausbau privater Ladepunkte in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden sowie leistungsfähiger Ladeinfrastruktur an gewerblichen Standorten und in Depots. Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik sollte daher auch diese Nutzergruppen adressieren und Rahmenbedingungen schaffen, die netzdienliches Laden im privaten und gewerblichen Bereich ermöglichen und Investitionen nicht behindern.

Vor diesem Hintergrund nimmt die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur die vorgelegten Vorschläge mit grundsätzlicher Zustimmung, aber auch mit Blick auf ihre praktische Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit den Zielen des Ladeinfrastrukturausbaus und der Elektrifizierung des Verkehrssektors in den Blick.

<u>Allgemeine Bewertung:</u>

Die Trennung in Entgeltkomponenten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion ist aus Sicht der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur systematisch sinnvoll, weil sie netzorientiertes Laden und Netzkostenreflexivität grundsätzlich ermöglicht.

Für öffentliche und halb-öffentliche Ladeinfrastruktur besteht jedoch ein anderes Profil als für klassische Industriekunden oder Haushalte, das geprägt ist durch hohe

Anschlussleistungen, teils geringe Benutzungsdauern in der Hochlaufphase, regulatorisch getriebener Hochlauf (AFIR, nationale Ziele) und einen hohen Bedarf an planbaren, standortneutralen Anschlusskosten.

Kapitel 4.1: Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden>100.000 kWh

Die vorgesehene Kombination aus Kapazitätskomponente („bestellte Kapazität“) und zweistufigem Arbeitspreis (AP1/AP2) bildet eine sinnvolle Grundlage, um Netzkosten verursachungsgerechter zu refinanzieren und starre Leistungspreismodelle abzulösen.

Für Ladeinfrastruktur mit hohen Anschlussleistungen und stark kundengetriebenem Leistungsbedarf ergeben sich spezielle Anforderungen an die Netzentgeltsystematik, für die das vorgeschlagene Modell aus unserer Sicht an seine Grenzen stößt. In der aktuellen Hochlaufphase der Elektromobilität ist das Lastprofil öffentlicher und nicht-öffentlicher Ladesäulen durch wenige Leistungsspitzen geprägt. Der Kapazitätspreis bietet hier grundsätzlich einen geeigneten Ansatz, um solche Spitzen nicht überproportional zu belasten. Entscheidend ist jedoch, dass eine jährliche und unbürokratische Anpassung der bestellten Kapazität möglich ist, um die dynamische Entwicklung der Ladeinfrastruktur und der Fahrzeugnachfrage abbilden zu können.

Im Anwendungsfall öffentlicher Ladeinfrastruktur erschwert das AP1/AP2-Modell die Kostentransparenz gegenüber Endkundinnen und Endkunden. Problematisch ist insbesondere, dass der effektive Arbeitspreis zu Beginn des Ladevorgangs nicht bekannt ist, da die aktuelle Netzanschlussauslastung die Preisstufe bestimmt. Sofern Netzentgelte als eigenständige Kostenkomponente auszuweisen sind (z. B. im Durchleitungsmodell), stößt die Aufteilung in AP1 und AP2 daher an praktische Grenzen.

Auch eine Überschreitung der gewählten Kapazität ist in der Praxis kritisch, da in diesem Fall der Arbeitspreis während des Ladevorgangs angepasst werden müsste. Dieser Vorgang wäre mit den Vorgaben der Preisangabenverordnung nicht vereinbar. Es sollte daher ein pragmatischer Umsetzungsrahmen entwickelt werden, der eine rechtskonforme, aber praktikable Handhabung ermöglicht. Eine Weitergabe der Kosten über Mischkalkulationen wäre möglicherweise denkbar, würde aber die intendierte Lenkungswirkung der Entgeltsystematik konterkarieren.

Darüber hinaus sollte klargestellt werden, ob AP2 auf die gesamte Energiemenge innerhalb von Überschreitungsstunden anfällt oder nur auf den Anteil, der die vereinbarte Kapazität übersteigt. Im letztgenannten Fall stellt sich die Frage, wie eine diskriminierungsfreie Umsetzung gewährleistet werden kann, wenn mehrere Kundengruppen mit parallelen Ladevorgängen unterschiedlichen Arbeitspreisen unterliegen.

Im Falle öffentlicher Ladeinfrastruktur bleibt darüber hinaus fragwürdig, ob der AP2 zu einer Lastverschiebung beitragen kann, da die Last durch eine externe Nachfrage bestimmt wird. Insbesondere beim schnellen Zwischenladen lassen sich Lademengen nur sehr begrenzt verschieben. Aus diesem Grund sollte es Rahmenbedingungen bzw. Vorgaben zum Verhältnis von AP2 zu AP1 geben. Ziel sollte ausdrücklich nicht sein, dass AP2 zu einem einschränkenden oder gar prohibitiven Instrument wird, sondern im Gegensatz Flexibilität und eine Überschreitung der festgelegten Kapazität zulässt.

Bei der praktischen Umsetzung ist zudem auf einen möglichst geringen administrativen Aufwand zu achten. Die jährliche Meldung der bestellten Kapazität sollte einfach und standardisiert erfolgen, idealerweise über eine bundesweit einheitliche Meldestelle. So ließe sich vermeiden, dass Betreiber ihre Kapazitätsdaten separat und in sich unterscheidender Form an zahlreiche Netzbetreiber übermitteln müssen. Eine konsistente und vereinheitlichte Lösung trägt wesentlich zur Effizienz und Akzeptanz des Modells bei.

Kapitel 4.2: Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

Die im Sachstandspapier diskutierten Optionen zur Beteiligung von Prosumer-Haushalten (erhöhter Grundpreis, saisonale Arbeitspreise, Kapazitätspreise in der Niederspannung) betreffen Ladeinfrastruktur im Wohn- und Gewerbebereich, insbesondere private und halb-öffentliche Ladepunkte, die u.a. über § 14a EnWG steuerbar sind, ebenso wie öffentliche Ladeinfrastruktur mit SLP.

Grundsätzlich begrüßt die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur eine faire und kostenreflexive Ausgestaltung der Netzentgelte. Vorrangig sollte jedoch eine einfache, verständliche und anwendungsfreundliche Systematik angestrebt werden, die nicht im Widerspruch zu zentralen politischen Zielen steht. Für Haushaltskunden gelten bereits heute Entgeltreduktionen nach § 14a EnWG, u.a. für steuerbare private Ladepunkte (z. B. Wallboxen). Mit Modul 3 sollen Netzbezüge bereits heute in netzdienliche Zeiträume verschoben werden. Die Ausgestaltung der Netzentgelte im Rahmen des AgNes-Prozesses sollte diese Flexibilität nicht durch stark kapazitäts- oder grundpreisbasierte Entgelte konterkarieren. Eine zusätzliche, deutliche Komplexitätssteigerung im Endkundenbereich sollte zwingend vermieden werden.

<u>Saisonaler Arbeitspreis</u>

Ein saisonaler Arbeitspreis, also höhere Arbeitspreise im Winter und niedrigere im Sommer, erscheint auf den ersten Blick plausibel, führt aber bei Energiewendetechnologien zu Fehlanreizen. Sowohl Wärmepumpen als auch Elektrofahrzeuge weisen im Winter naturgemäß einen höheren Strombedarf auf. Da die Anschaffung und Nutzung beider Technologien aus politischer Sicht jedoch gewollt sind, würde eine Verteuerung der Nutzung aus unserer Sicht einen falschen Ansatz setzen, insbesondere wenn dadurch nur ein geringer Systemnutzen zu erwarten ist.

Zudem wäre die Anwendung eines saisonalen Arbeitspreises vergleichsweise komplex und vermutlich ungeeignet im Zusammenhang mit All-inclusive Stromtarifen.

Kapazitätspreis

Ein Kapazitätspreis kann grundsätzlich Flexibilität fördern, ersetzt in der Niederspannung jedoch den Grundpreis und entfaltet daher eine andere Wirkung als in höheren Spannungsebenen. Der Nutzen wäre vor allem dann gegeben, wenn Lasten verschoben werden können. Für steuerbare Ladepunkte im Anwendungsbereich des § 14a EnWG besteht dieser Anreiz allerdings bereits heute. Aus Sicht der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur sollte deshalb auf ein einheitliches Flexibilitätsinstrument begrenzt werden, um widersprüchliche Signale zu vermeiden.

Weitere Haushaltslasten außerhalb des § 14a EnWG, z.B. Haushaltsgeräte, sind nur begrenzt zeitlich verschiebbar. Wichtig ist daher, dass sich AgNes-Festlegungen und die § 14a-Systematik keine widersprüchlichen Signale senden, etwa durch gleichzeitige Flexibilitätsanforderungen und hohe Kapazitätsstrafen.

Hinzu kommt, dass Kapazitätspreismodelle in der Niederspannung mit erheblicher Komplexität und Intransparenz verbunden wären. Verbraucherinnen und Verbraucher kennen ihre optimale Kapazität in der Regel nicht. Eine Abrechnung wäre aufwendiger als im bestehenden System und ließe sich schwer mit All-inclusive-Stromtarifen vereinbaren.

Darüber hinaus muss zwischen unterschiedlichen Kundengruppen differenziert werden. Haushalts-Prosumer behalten in der Regel ihren bestehenden Netzanschluss bei, reduzieren jedoch durch Eigenverbrauchsdirektnutzung ihre aus dem Netz bezogene Energiemenge und damit ihre Netzentgeltzahlungen. Dies führt ohne Anpassung der Entgeltstruktur zu einer schleichenden Entsolidarisierung der Fixkosten, obwohl die vorgehaltene Anschlussleistung und Netzkapazität unverändert bleibt.

Anders ist die Situation bei gewerblichen Ladeinfrastrukturbetreibern oder Ladeparks mit integrierten PV-Anlagen oder Speichersystemen. Diese können durch eine gezielte Kombination aus Eigenerzeugung, Lastmanagement und Speicher ihre Netzanschlussleistung real senken und somit tatsächlich zur Netz- und Systementlastung beitragen. Die Netzentgeltsystematik sollte diesen Unterschied berücksichtigen: Während reine Eigenverbrauchsreduktionen ohne Leistungsänderung eher einen höheren Fixkostenbeitrag rechtfertigen, sollten echte netzdienliche Leistungsreduktionen durch Eigenversorgung und Flexibilitätstechnologien entsprechend anerkannt und angereizt werden.

Höherer Grundpreis für Prosumer

Ein erhöhter Grundpreis für Prosumer ist aus Sicht der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur die bevorzugte Variante. Sie reduziert die Entsolidarisierung der

Netzkosten, führt zu einer faireren Beteiligung aller Netznutzerinnen und Netznutzer an den Fixkosten der Stromnetzinfrastruktur und ist administrativ einfach umsetzbar.

Diese Lösung lässt sich zudem gut mit der § 14a-Systematik verknüpfen, beeinträchtigt Flexibilitätsanreize nicht und ist abrechnungstechnisch klar handhabbar. Damit stellt sie aus Sicht der Ladeinfrastruktur die zweckmäßigste und praktikabelste Option dar.

Voraussetzungen für die Umsetzung

Grundlage aller Optionen ist ein flächendeckender Rollout intelligenter Messsysteme (Smart Meter), um variable Preisbestandteile technisch abbilden zu können. Zwar ist der vollständige Rollout bis 2029 vorgesehen, jedoch werden Verbraucherinnen und Verbraucher mit weniger als 6.000 kWh Jahresverbrauch und ohne PV- oder § 14a-Anlage planmäßig keine Smart Meter erhalten. Für diese Kundengruppe wären saisonale oder kapazitätsbasierte Entgelte daher nicht oder nur schwer umsetzbar.

Angesichts dieser Einschränkungen erscheint eine moderate Anpassung des Grundpreises für Prosumer als die realistischste und effizienteste Lösung für den Anwendungsbereich der Niederspannung.

Kapitel 5: Anreizfunktion

Der starke Ausbau der Stromnetze ist eine zentrale Voraussetzung für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors und sollte mit aller Kraft angegangen werden. An diesem Grundsatz ist festzuhalten. Der Netzausbau muss vorausschauend und bedarfsgerecht erfolgen und darf nicht durch die Erwartung einer künftig geringeren Ausbaunotwendigkeit ausgebremst werden. Aus Sicht der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur ist es daher nicht ratsam, von einem „verringerten Netzausbau“ zu sprechen (vgl. Seite 10 des Sachstandspapiers).

Für Investitionsentscheidungen in Ladeinfrastruktur ist es entscheidend, dass genügend Kapazitäten im elektrischen Energieversorgungsnetz zeitnah und flächendeckend zur Verfügung stehen, damit mit akzeptablen Zeitverzögerungen zum Beispiel Ladeinfrastrukturprojekte umgesetzt werden können.

Durch Anreize zur besseren Auslastung der Stromnetze kann der enorme Druck für den Ausbau der Stromnetze etwas abgemildert werden. Daher begrüßt die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur solche Anreize. Dabei ist die Unterscheidung – wie im Papier der Bundesnetzagentur geschehen – zwischen Anreizfunktionen, die auf das Nutzungsverhalten abzielen und solchen, die Investitionsentscheidungen betreffen, wichtig.

Nur eine kohärente Gestaltung beider Dimensionen ermöglicht es, Netzausbau, Flexibilitätsanreize und Investitionssicherheit in Einklang zu bringen. Die

Netzentgeltsystematik sollte daher weder als Ersatz noch als Bremse für den Netzausbau verstanden werden, sondern als komplementäres Instrument, das die Effizienz des Gesamtsystems stärkt und Planungssicherheit für künftige Ladeinfrastrukturprojekte gewährleistet.

Kapitel 5.1: Anreize für das Nutzungsverhalten/ Dynamische Arbeitspreise

Grundsätzlich wird eine etwaige Einführung eines dynamischen Arbeitspreises zwiespältig gesehen. Dies liegt unter anderem an zwei gegenläufigen Sichtweisen.

Laden im nicht öffentlichen Bereich (steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG):

Hier treten vor allem Lade-Use-Cases auf wie das Heimladen oder das Arbeitgeberladen. Diesen Use-Cases ist immanent, dass die Fahrzeuge tendenziell lange mit der Ladesäule verbunden sind und nur langsam laden. In diesen Use-Cases kann die Einführung von dynamischen Netzentgelten tatsächlich zu einer Verschiebung der Lastnachfrage führen und ein positiver Anreiz zur Lastverschiebung gesetzt werden. Aus Sicht der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur führen alle Konzepte unweigerlich zu einem Anstieg der Komplexität. Es ist daher bei der Umsetzung eines dynamischen Netzentgeltes seitens der Verteilnetzbetreiber besonders darauf zu achten, dass die Abrechnungen maximal transparent und einfach zu verstehen sind.

Laden im öffentlichen Bereich:

Beim Laden in öffentlichen Bereichen vermischen sich unterschiedliche Use-Cases – etwa das (Schnell-)Laden entlang von Autobahnen mit langsameren Ladeprozessen im Quartier. In beiden Fällen ist das Potenzial zur Lastverschiebung deutlich geringer als in dem zuvor genannten Szenario. Konkret bedeutet das, dass Nutzerinnen und Nutzer oft keine Gelegenheit haben, flexibel auf Preissignale zu reagieren oder überhaupt zu erkennen, ob gerade ein hochpreisiges Zeitfenster besteht.

In den Ausführungen der Bundesnetzagentur wird darauf hingewiesen: „Darüber hinaus ist zu beachten, dass dynamische Arbeitspreise bei eher unflexiblen Netznutzern zu systematischen Mehrbelastungen führen können. Dieser Effekt kann in der Sache richtig sein.“ (Siehe Seite 11). Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur teilt diese Einschätzung nicht. Technisch mag die Aussage stimmen, jedoch soll sich der heimische europäische und deutsche Markt zum Leitmarkt der Elektromobilität entwickeln und aus politischer Sicht wird eine Elektrifizierung des Mobilitätssektors begrüßt. Negative Preissignale, auf die zudem Nutzerinnen und Nutzer nicht reagieren können, laufen dieser Zielsetzung zuwider.

Da beide beschriebenen Fälle im zukünftigen Energiesystem etwa hälftig auftreten werden, kann die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur die Einführung von dynamischen Netzentgelten über alle Nutzergruppen hinweg nicht ohne Weiteres

befürworten. Stattdessen sollte – wie in dem Papier dargestellt – zunächst mit flexibleren Nutzergruppen fortgefahren werden, wie zum Beispiel den Stand-alone-Speichern. Einer zukünftigen Erweiterung auf das Laden im nicht-öffentlichen Bereich versperren wir uns nicht und halten diese in einem zukünftigen Energiesystem sogar für geboten. Für das Laden im öffentlichen Bereich kann keine Empfehlung ausgesprochen werden.

Die Frage wie mit §14a Modul 3 verfahren werden sollte, können wir nicht abschließend beantworten. Aus unserer Sicht spräche allerdings nichts gegen einen Austausch von zeitvariablen Netzentgelten, die dann einen Übergang darstellen, durch dynamische Netzentgelte.

Kapitel 5.2: Anreize für Investitionsentscheidungen

Flexible Netznutzer sollten dorthin gelenkt werden, wo das Netz belastbar ist. Das ist eine zentrale Frage, um unnötigen Netzausbau zu vermeiden. Gleichzeitig muss das elektrische Energieversorgungssystem weiterhin als Dienstleistung verstanden werden, damit wirtschaftliches Wachstum möglich ist. Elektrische Energie ist ein entscheidender Treiber vieler Prozesse, und ortsgebundene Industrien dürfen nicht benachteiligt werden.

Auch für die Ladeinfrastruktur gelten gewisse Rahmenbedingungen: Mobilität ist ein Schlüsselfaktor für wirtschaftliche Prosperität und wirtschaftliches Wachstum. So darf es keinesfalls geschehen, dass Regionen mit einem unterausgebauten Netz abgehängt werden, wenn dort der wirtschaftliche Betrieb durch hohe Investitionen nicht gesichert werden kann. Selbstverständlich kann die Ladeinfrastruktur lokal in bestimmten Grenzen verschoben werden und wo immer dies sinnvoll möglich ist, sollten Standorte, die für das Stromsystem günstig gelegen sind, bevorzugt werden. Dazu sollen auch entsprechende Mechanismen entwickelt werden. Ein sehr hoher Baukostenzuschuss darf jedoch nicht dazu führen, dass Regionen mit mangelnder Netzkapazität weiter benachteiligt werden.

Wenn in einer Region die verfügbare Netzkapazität so gering ist, dass durch den BKZ eine Investitionsentscheidung ausbleibt, muss klargestellt werden, dass der vorausschauende Netzausbau dort bislang offenkundig nicht gelungen ist. Der zuständige Netzbetreiber sollte in solchen Fällen gegensteuern und es muss in einem solchen Szenario gewährleistet sein, dass der Netzbetreiber ein starkes Interesse am Netzausbau hat und sich nicht mit dauerhaft hohen BKZ zufriedengibt.