E.ON Energie Deutschland GmbH
Arnulfstraße 203
80634 München

E.ON Energy Markets GmbH
Brüsseler Platz 1
45131 Essen

E.ON Energy Infrastructure Solutions GmbH
Brüsseler Platz 1
45131 Essen

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 8
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Stellungnahme der E.ON Customer Solutions Einheiten zum AgNeS Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponente

München, 27.02.26

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Namen der E.ON Customer Solutions Gesellschaften (E.ON Energie Deutschland GmbH, E.ON Energy Infrastructure Solutions GmbH und E.ON Energy Markets GmbH) bedanken wir uns für die Möglichkeit, zu den von Ihnen veröffentlichten Orientierungspunkten zum Thema dynamische Netzentgeltkomponente Stellung zu nehmen. Wir vereinen dabei die Sichtweise aus Strombelieferung für Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden, dem Vertrieb integrierter Energiewendeprodukte, dem Speicherbetrieb und der Strombeschaffung.

Die historisch gewachsene Netzentgeltsystematik bildet die Energiewelt von heute nicht mehr sinnvoll ab und birgt zunehmen die Gefahr einer einseitigen Netzkostenverteilung. Wir begrüßen daher ausdrücklich die Bemühungen der Bundesnetzagentur, Flexibilität in der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik stärker zu adressieren. Dynamische Netzentgelte können bei technologisch, regulatorisch und ökonomisch sinnvoller Ausgestaltung einen Beitrag zur Dämpfung des Netzausbaubedarfs, zur Reduzierung von Redispatchkosten und langfristig zur effizienteren Nutzung der bestehenden Netzinfrastrukturen leisten.

Entscheidend ist dabei das Systemkosten tatsächlich gesenkt werden können und die steigende Komplexität und mögliche Verteilungswirkungen eines dynamischen Modells bei der Entscheidung umfassend berücksichtigt werden. Flexibilität muss angereizt werden ohne das Überforderung oder Mehrbelastungen einzelner Kundengruppen geschaffen werden. **Es ist sicherzustellen, dass nicht nur Kosten umverteilt, sondern die Gesamtsystemkosten tatsächlich gesenkt werden**.

Daher ist eine umfassende Kosten-/Nutzenanalyse vor Einführung eines volldynamischen 15-Minuten-Modells zwingend notwendig und zu veröffentlichen. Diese Analyse muss sowohl die Systemkosten, u.a. für Netzausbau, Redispatch und Abregelung, als auch die erheblichen Implementierungs- und Betriebskosten der Marktakteure einbeziehen und weniger komplexen Alternativen gegenüberstellen. Mit Blick auf die Höchst- und Hochspannung gilt es zu prüfen, ob die gesamtsystemischen Vorteile die hohe Komplexität rechtfertigen.

Ein Durchreichen der dynamischen Netzentgelte aus den höheren Spannungsebenen sehen wir als zu komplex und in den nächsten Jahren nicht umsetzbar an. Stattdessen bietet ein statisch-zeitvariabler Arbeitspreis in Anlehnung an Modul 3 § 14a EnWG einen deutlich praxistauglicheren Steuerungsansatz. Er setzt wirksame Anreize für netzdienliches Verhalten, ohne gleichzeitig unverhältnismäßige Komplexität zu erzeugen. Damit stellt die Weiterentwicklung des Modul 3 mit vorzeichengerechten, statisch-

zeitvariablen Netzentgelten aus unserer Sicht den geeigneten Zwischenschritt dar, um vorhersehbare Lastspitzen zu adressieren bis die technischen Voraussetzungen für ein volldynamisches System flächendeckend bei Netzbetreibern und Netznutzern in der Niederspannung gegeben sind.

Darüber hinaus ist unabhängig von der konkreten Ausgestaltung einer künftigen dynamischen Netzentgeltkomponente angesichts der zu erwartenden Komplexität für den Kunden weiterhin sicherzustellen, dass Vertriebe einfache und verständlich strukturierte Produkte anbieten können, wie z.B. Garantiepreisverträge oder innovative Flexibilitätsprodukte. Daher muss auch im künftigen Netzentgeltsystem die Möglichkeit gegeben sein, Netzentgelte nicht 1:1 an Kunden weiterzureichen zu müssen.

Abschließend möchten wir darauf hinweisen, dass die Einführung einer neuen Netzentgeltsystematik im Rahmen der AgNeS-Reform mit einem erheblichen Umsetzungsaufwand für alle Marktakteure einhergeht. Insbesondere die inhaltlichen wie auch zeitlichen Wechselwirkungen mit der BNetzA-Festlegung zum MaBiS-Hub, dessen produktive Einführung aktuell für Ende 2029 bis Anfang 2030 vorgesehen ist, müssen in diesem Zusammenhang unbedingt beachtet werden. Diese Vorhaben binden wiederholt dieselben Ressourcen in unseren Unternehmen und erfordern tiefgreifende Anpassungen und Umstellungen, insb. in unseren MaKo-Prozessen. Vor diesem Hintergrund sollten die verschiedenen Projekte zeitlich aufeinander abgestimmt werden und Wechselwirkungen inhaltlicher wie auch prozessualer Natur frühzeitig berücksichtigt werden, um eine erfolgreiche und effiziente Einführung sicherzustellen.

Vor diesem Hintergrund lehnen wir die Einführung eines hochkomplexen Netzentgeltsystems mit einer starken, flächendeckenden Dynamisierung insbesondere mit Blick auf die Niederspannung ab und befürworten stattdessen einen weiterentwickelten statisch-zeitvariablen Arbeitspreis.

Im Folgenden finden Sie unsere konkreten Anmerkungen, zu denen von Ihnen vorgestellten Orientierungspunkten verbunden mit der Bitte unsere Bedenken in den weiteren Reformüberlegungen zu berücksichtigen.

Bewertung BNetzA Vorschlag zu möglichen Kostensenkungspotenzialen

Wichtigste Prämisse bei der Dynamisierung der Netzentgelte muss sein, dass Kosten nicht nur anderes verteilt, sondern auch allgemein gesenkt/gedämpft werden können. Hier benötigt es unserer Meinung nach vor Einführung weitergehende Analysen und Prognoserechnungen, ob und in welcher Höhe ein volldynamisches Netzentgeltsystem voraussichtlich die Systemkosten (Netzausbau, Redispatch und Abregelung von EE-Anlagen) senken würde. Diese Analyse muss einerseits die mit der Einführung verbundenen Kosten für die Marktakteure berücksichtigen, als auch die operativen Kosten (u.a. für Betrieb, Abwicklung, verbleibenden Redispatch) dieses hochkomplexen Systems. Andererseits ist diese Analyse alternativen, weniger komplexen Netzentgeltsystemen gegenüberzustellen (z.B. statisch-zeitvariablen Netzentgelten). Letztlich muss sichergestellt werden, dass durch die finale Ausgestaltung des Anreizsystems eine tatsächliche Kostenreduktion bei gleichzeitiger Engpasslösung erreicht wird und nicht nur Kosten umverteilt werden.

Bewertung BNetzA Vorschlag zur Top-Down-Kaskadierung von dynamischen Netzentgelten über verschiedene Netzebenen

An die zuvor dargestellte grundlegende Prämisse der Kostensenkung schließt sich an, dass bei der Einbindung nachgelagerter Netzebene im Vorhinein sichergestellt sein muss, dass deren Einbezug auch tatsächlich zu geringeren Systemkosten führt. So stellt sich die Frage, ob durch die Top-Down-Kaskadierung tatsächlich die gewünschte Anreizfunktion in allen Netzebenen gegeben sein wird, wenn sich Auslastungssignale verschiedener Netzebenen in einer aggregierten dynamischen NNE-Komponente überlagern. Die Kaskadierung könnte dann in einem volldynamischen System dazu beitragen, dass die Signale der einzelnen Netzebenen derart vermischt werden, dass die intendierte Lenkungsfunktion verfehlt wird. Hier sollte eruiert werden, ob die diskutierte vollständige Kaskadierung über alle Netzebenen notwendig ist, oder stattdessen ein ÜNB-Signal nicht hochgranular bis in die Niederspannung weitergegeben werden muss. Stattdessen könnten im VNB-Netz die statisch-zeitvariablen VNB-Signalen weiter ausgestaltet werden und entsprechende Signale zur Netzauslastung an Endkunden weitergegeben werden.

Bewertung BNetzA Vorschlag zur schrittweisen Ausweitung dynamischer Netzentgelte auf verschiedene Netzebenen

Grundsätzlich stimmen wir dem vorgeschlagenen Vorgehen zu, dass dynamische Netzentgelte zunächst auf höherer Spannungsebene eingeführt werden, da so Lerneffekte und Erfahrungen für die spätere Ausweitung auf untere Netzebene gewonnen werden können. Gleichzeitig sollten Kosten/Nutzen-Analyse durchgeführt werden, um Fehlanreize bei der Ausweitung auf untere Netzebenen, z.B. VNB-Ebene, zu vermeiden. Die Ausweitung auf untere Netzebene, insbesondere im Verteilnetz, sollte dabei auch in Abhängigkeit der Durchdringung mit Smart Metern erfolgen, damit bei Einführung ausreichend Netznutzer das dynamische Netzentgelt nutzen können und die Nachfrage nach entsprechenden flexiblen Tarifen vorhanden ist. Nur so kann ein relevanter positiver Beitrag zur Entlastung der Netze auch auf unteren Spannungsebenen erreicht werden. Andernfalls steht dem erwarteten hohen Einführungsaufwand bei den Marktakteuren nur eine geringe Nachfrage und damit kaum Nutzen fürs Netz gegenüber.

Bewertung BNetzA Vorschlag zur Bemessungsmethodik dynamischer Netzentgelte

Im Rahmen des von der BNetzA vorgeschlagenen Branchenprozesses ist sicherzustellen, dass die Bestimmung der Bemessungsgrundlage als auch die Überführungsmethodik in eine dynamischen Netzentgeltkomponente für Letztverbraucher einfach, verständlich und nachvollziehbar ausgestaltet wird. Eine Überforderung des Kunden durch eine dynamische Netzentgeltkomponente ist zu vermeiden, um die für die energiewirtschaftliche Transformation notwendige kundenseitige Akzeptanz für netzdienliches Verhalten nicht zu beeinträchtigen. Sollte die Bemessungsmethodik hingegen komplex ausfallen, muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass der operative Aufwand für Lieferanten deutlich zunehmen wird. Dies betrifft u.a. die eigentliche Produktgestaltung und-entwicklung, erschwerte Absatzprognosen, ein deutlicher Anstieg des zu verarbeitenden Datenvolumens je Netzanschluss wie auch die Rechnungsstellung. Die hiermit verbundenen Kosten sind schlussendlich von den Kunden zu tragen und dürfen mögliche Kostenvorteile des Kunden durch die dynamische Netzentgeltkomponente nicht überwiegen. Eine Kosten/Nutzen-Analyse gegenüber alternativen, weniger komplexen Modellen (z.B. statisch-zeitvariablen Netzentgelten) ist durchzuführen und in die Überlegungen mit einzubeziehen.

Bewertung BNetzA Vorschlag zur Granularität und Veröffentlichungszeitpunk der dynamischen Netzentgelte

Aus vertrieblicher Perspektive wären 15 Minute Intervalle für die dynamische Arbeitspreiskomponente grundsätzlich handhabbar. Der Veröffentlichung vor Beginn der Day-ahead-Auktionen stehen beginnend auf der ÜNB-Ebene allerdings Bedenken unsererseits entgegen, die vor Einführung eines dynamischen Netzentgelts abschließend zu klären sind. So kommt es zu hohen Abweichungen bei den ÜNBs zwischen den Day-ahead-Engpassprognosen und den tatsächlich beobachtbaren Engpässen oder die Engpässe entstehen erst Intraday. Gründe hierfür sind vor allem im Vergleich zum Prognosezeitpunkt abweichende Wetterverhältnisse, veränderte Intraday-Handelsaktivitäten sowie zuvor unberücksichtigte Netzauslastungseffekte aus dem grenzüberschreitenden Stromtransfer. Auf VNB-Ebene ist ähnliches zu erwarten, insb. da hier der Großteil der EE-Erzeugungskapazitäten angeschlossen sind. Das Auseinanderfallen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Engpässen in einem volldynamischen System würde daher zusätzliche Redispatchmaßnahmen in erheblichem Umfang notwendig machen. Diese Kosten wären weiterhin von den Netznutzern zu tragen. Hier bedarf es daher weiterer Untersuchungen, inwiefern durch die hohe zeitliche Granularität ein Mehrwert gegenüber weniger komplexe Systemen geschaffen wird (z.B. statisch zeitvariablen Entgelten).

Bewertung BNetzA Vorschlag zur Höhe der dynamischen Netzentgeltkomponente

Während eine hohe Spreizung der dynamischen Signale im Sinne der Anreizwirkung sinnvoll ist, gilt es Verteilungseffekte, insb. bei unflexiblen Kunden auf der Niederspannung zu beachten. Eine starke Mehrbelastung von Haushalten ohne große Möglichkeit zur Lastverschiebung gilt es zu verhindern.

Bewertung BNetzA Vorschlag zu möglichen Verteilungseffekten

Bei einer verpflichtenden dynamischen Netzentgeltkomponente ist der systemischen Benachteiligung / Bevorteilung von Netznutzern Rechnung zu tragen, die nicht oder nur eingeschränkt ihren Verbrauch flexibilisieren können. Dies betrifft voraussichtlich insb.

MieterInnen in Mehrparteienhäusern in urbanen Räumen, die weder Erzeugungs-, Speicher- oder EV-Assets besitzen. Da beobachtbare systemische Engpässe auch langfristig bestehen bleiben werden (Nord vs. Süd), wären diese Netznutzer tendenziell niedrigeren (Norden) bzw. höheren (Süden) dynamischen Netzentgelten ausgesetzt. Dies erscheint vor dem Hintergrund, dass diese Kunden keinen nennenswerten Flex-Beitrag für die Behebung der mit der dynamischen Netzentgeltkomponente adressierten Netzengpässe liefern, nicht zielführend. Daher sollten im weiteren Verfahren Maßnahmen zur Begrenzung der systemischen Bevorteilung/Benachteiligung von Netznutzern implementiert werden.

Bewertung BNetzA Vorschlag zur befristeten Übergangslösungen nach §14a Modul 3 EnWG

Einer Übergangsregelung im Sinne des Modul 3 - §14a EnWG stimmen wir vor dem Hintergrund unserer angebrachten Punkte zu. Eine granularere Ausgestaltung der zeitvariablen Netzentgelte des Modul 3, eine vorzeichengerechte Ausgestaltung sowie eine verpflichtende Einführung für alle Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Engpassgebieten wären Möglichkeiten auch ohne ein volldynamisches 15-Min scharfes Netzentgelte Anreize für flexible Nachfrage für Kunden auf der Niederspannung zu erhöhen.