ENERTRAG
Eine Energie voraus

Orientierungspunkte Netzentgeltkomponenten GBK-25-01-1#3

ENERTRAG SE

16. Januar 2026

1 Stellungnahmen zu den BNetzA-Orientierungspunkten

Wir danken der BNetzA für den transparenten, mehrstufigen Konsultationsprozess und die umfassende Einbindung der Marktteilnehmer bei der Ausgestaltung des zukünftigen Netzentgeltmodells.

In ihrem Modell unterscheidet die BNetzA zwischen Netzentgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion und solchen mit Anreizfunktion. Erstere sollen ausschließlich zur Deckung der Netzkosten beziehungsweise der Erlösobergrenzen der Netzbetreiber dienen, während letztere gezielt Investitions- oder Nutzungsentscheidungen der Netznutzer beeinflussen sollen.

Auch wenn diese konzeptionelle Trennung grundsätzlich nachvollziehbar erscheint, ist fraglich, ob sie bei der späteren Erhebung der Netzentgelte konsequent aufrechterhalten werden sollte. Grundsätzlich haben alle Komponenten faktisch eine Anreizwirkung. Es muss daher sichergestellt werden, dass jene Elemente, die von der BNetzA als reine Refinanzierungskomponenten eingeordnet werden, zumindest keine Fehlanreize setzen. Darüber hinaus sollte jede bestehende Möglichkeit genutzt werden, über eine Refinanzierungskomponente gezielt netzdienliche Anreize zu setzen, insbesondere wenn hierdurch eine unnötige Stapelung von Komponenten und damit zusätzliche Komplexität vermieden werden kann. **Vor diesem Hintergrund sollte geprüft werden, ob die Trennung zwischen Anreiz- und Finanzierungsfunktion aufgehoben werden kann.**

1.1 Komponenten mit Finanzierungsfunktion: Kapazitätspreis und statischer Arbeitspreis

Für Kunden oberhalb der Niederspannung und Niederspannungskunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh möchte die BNetzA einen Kapazitätspreis sowie zwei Arbeitspreise einführen. Ein Arbeitspreis 1 gilt für die entnommene Arbeit unterhalb und ein Arbeitspreis 2 gilt für die entnommene Arbeit oberhalb der durch den Kapazitätspreis gewählten Kapazitätsgrenze.

Grundsätzlich begrüßt ENERTRAG die Einführung eines Kapazitätspreises, der eine optimale Ausnutzung der Netzanschlusskapazität am Netzverknüpfungspunkt befördert.

Die freie Wahl der Kapazität durch den Anschlussnehmer im Rahmen des vorgeschlagenen Modells in Verbindung mit zwei Arbeitspreisen ist unserer Ansicht nach jedoch nicht geeignet, um die Herausforderungen einer zielgerichteten Kapazitätszuweisung und eines effizienteren Netzausbaus zu lösen.

Der Kapazitätspreis sollte Verbraucher zu einem netzdienlichen Bezugsverhalten motivieren. Die Ausgestaltung des Kapazitätspreises müsste deshalb dergestalt erfolgen, dass eine optimale

Überbauung am Netzverknüpfungspunkt möglich ist und eine netzdienliche Fahrweise der Verbraucher stattfinden kann. Die konkrete Ausgestaltung ist dabei von zentraler Bedeutung:

- **Die gewählte Kapazität muss der im Netzanschlussvertrag garantierten Kapazität entsprechen oder zumindest an diese geknüpft sein (z.B. gewählte Kapazität > 80% Netzanschlusskapazität).** Im Vorschlag der BNetzA ist die Wahl der Kapazität jedoch offen: Es ist gemäß aktuellem Vorschlag durchaus möglich, eine Kapazität (für die Bestimmung der Netzentgelte) zu wählen, die (deutlich) unter der technisch gesicherten Kapazität am Netzanschlusspunkt im Anschlussvertrag geregelt ist. Der Effekt vom einem Kapazitätspreis, der nicht an die Netzanschlusskapazität anknüpft, ist fraglich. Durch dieses Modell wird die Gelegenheit verpasst, ungenutzte Kapazitäten am Netzverknüpfungspunkt zu befreien.
- **Es ist entscheidend, dass die Abrechnung des Kapazitätspreises am Netzanschlusspunkt erfolgt und nicht an den einzelnen Marktlokationen dahinter.** Die Abrechnung des Kapazitätspreises am Netzanschlusspunkt wird zwingend erforderlich, sobald die Bestellung einer Mindestkapazität im Zusammenhang mit der vertraglich vereinbarten Anschlusskapazität vorgesehen ist. So kann gewährleistet werden, dass Verbraucher ihre Fahrweise auf die Minimierung der Anschlusskapazität hin optimieren. Ungenutzte Kapazitäten werden vermieden und die Überbauung von Netzanschlusspunkten angeregt. Dieser Punkt wird unter 2.2 weiter ausgeführt.

Auch wenn der Kapazitätspreis als Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion durch die BNetzA eingeordnet wird, erschließt sich nicht, weshalb seine erhebliche potenzielle Anreizwirkung in diesem Zusammenhang ungenutzt bleibt.

1.2 Komponenten mit Anreizfunktion

1.2.1 Anreize für das Nutzungsverhalten

Grundsätzlich begrüßt ENERTRAG regulatorische Anreize für netzdienliche Fahrweisen von Verbrauchern. Im Fall von Elektrolyseuren besteht bei der Einführung von dynamischen Arbeitspreisen aber die Gefahr einer Negativkopplung mit den Strombezugskriterien nach REDIII. Dies wird genauer unter Punkt 2.1 ausgeführt.

Zielführender zur Entfaltung der netzdienlichen Wirkung von Elektrolyseuren wäre deshalb, eine netzdienliche Verortung zu beanreizen, so dass Elektrolyseure dort gebaut werden, wo sie grundsätzlich immer netzdienlich (oder zumindest netzneutral) wirken.

1.2.2 Anreize für Investitionsentscheidungen

Die Anreize eines räumlich differenzierten Baukostenzuschusses (BKZ) könnten einen Einfluss auf die Ansiedlung großer Lasten wie Elektrolyseure haben. Sie unterstützen damit die Reduzierung von Redispatch-Maßnahmen und zukünftigem Netzausbaubedarf. Lokal differenzierte BKZ sind – wie auch das Instrument „Nutzen statt Abregeln" (§ 13k EnWG) – wichtige Bausteine für eine netzdienliche Allokation. **Dabei ist entscheidend,**

- **dass die Höhe der BKZ die jeweilige Netzsituation widerspiegelt und eine netzdienliche Verortung neuer Verbrauchsanlagen fördert, analog zur bestehenden Praxis auf der Höchstspannungsebene;**
- **dass die BKZ auf der Verteilnetzebene ebenfalls die lokale Netzsituation berücksichtigen und nach Maßgabe der Netzdienlichkeit zusätzlicher Lasten differenziert werden.**

2. Weitere Aspekte der Stellungnahme

2.1 Rolle von Elektrolyseuren

Generell ist eine gesonderte Behandlung von Elektrolyseuren als Kopplungstechnologie sachlich gerechtfertigt und für den erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sowie ihrer gesamtsystemischen Integration zwingend erforderlich.

In der Annahme, dass der erfolgreiche Hochlauf der Wasserstoffelektrolyse ein übergeordnetes Ziel der Energiewirtschaft ist, ist darauf zu achten, dass die Netzentgeltsystematik nicht prohibitiv auf die Entwicklung einer wirtschaftlich tragfähigen Wasserstoffwirtschaft und damit einer gelungenen Industrietransformation wirkt. Es kann angenommen werden, dass die Einführung von (auch dynamischen und/oder regional differenzierten) Netzentgelten sich negativ auf die Netzengpasssituation auswirken kann, wenn sie dazu führen, dass Elektrolyseprojekte an netzdienlichen Standorten nicht realisiert werden, und damit eines der Ziele der Netzentgeltsystematik verfehlen würde:

- Wenn richtig verortet, bieten Elektrolyseure die Möglichkeit, erneuerbare Energien parallel zum Stromnetz abzutransportieren. Zusätzliche Kosten und Risiken im Business Case von Elektrolyseuren würden die Entwicklung von Elektrolyseprojekten auch an netzdienlichen Standorten verhindern und damit die Entlastung des Netzes konterkarieren.
- Damit Elektrolyseure das Stromnetz entlasten können, sehen wir eher folgende Maßnahmen als zielführend:
    - **eine Verlängerung der Netzentgeltbefreiung, die an EE-Überschuss-Regionen geknüpft ist**
    - **Anpassung des Redispatch-Rahmens, so dass Elektrolyseure zur Engpassbehebung (statt EE-Abregelung) hinter dem NAP eingesetzt werden können**. Die Zuteilung von engpassbedingten EE-Abregelungsstrommengen nach § 13k EnWG ist ein erster Schritt in diese Richtung, deckt jedoch nur die Redispatch-Bedarfe, die der ÜNB am Vormittag des Vortags prognostizieren kann. Mit dem weiteren EE-Ausbau ist zu erwarten, dass der absolute Prognosefehler steigt, so dass immer mehr Redispatch-Maßnahmen nah an der Echtzeit getroffen werden müssen. Ein netzdienlicher Einsatz von Elektrolyseuren in solchen Situationen sollte ermöglicht werden, um EE-Abregelungen zu vermeiden.

Zur Sonderregelung für Elektrolyseure möchten wir folgende Punkte gesondert aufführen:

2.1.1 Verlängerung der Übergangsregelung der Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure

Da sich der Hochlauf des Wasserstoffmarktes verzögert, würde die aktuell geltende Übergangsfrist zur Netzentgeltbefreiung den Ausbau faktisch beenden. Die Unklarheit hinsichtlich des „Stichmonats" August 2029 ist aktuell eine große Hürde für die Entwicklung von Elektrolyse-Projekten.

Deshalb sollte eine Verlängerung der Netzentgeltbefreiung bis 2035 erfolgen, da ab diesem Zeitpunkt angenommen werden kann, dass aufgrund des höheren Anteils an erneuerbaren Energien im Strommix die geltenden Strombezugskriterien zu deutlich weniger Einschränkungen im Elektrolysebetrieb führen, da bei 90% EE-Anteil im Netz laut RFNBO-Regulierung die Kriterien der Zusätzlichkeit und Zeitgleichheit entfallen.

Darüber hinaus sollten die Systemgrenzen für die Anwendung der Sonderregelung klar definiert werden. Dabei sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass Nebenanlagen, die für die Wasserstoffproduktion erforderlich sind, ebenfalls von der Netzentgeltbefreiung profitieren können.

2.1.2 Einordnung von Elektrolyseuren unter die Industrienetzsystematik

Im aktuellen Verfahren ist unklar, unter welche Kategorie Elektrolyseure fallen. Bevor dazu Stellung genommen wird, ist deshalb eine definitorische Klärung nötig. Denkbar wäre eine Eingliederung von Elektrolyseuren in die Industrienetzentgeltsystematik.

Im angedachten Industrienetzentgeltdesign werden die folgenden Qualifikationskriterien gesehen, die als Vorbedingung für eine Netzentgeltbefreiung/-reduktion von Elektrolyseuren gelten könnten:

- Befreiung von Verbrauchern, die aufgrund ihrer Projektart als systemdienlich oder energiewendefördernd eingestuft werden, z.B.
  - Teilnahme an § 13k EnWG
  - Nachgewiesene Produktion von RFNBO-H2 oder RFNBO-SAF/eMeOH (Elektrolyseure oder PtL-Anlagen); Projekte die zur Erfüllung von bspw. Beimisch-Quoten im Verkehrssektor beitragen
  - Nachgewiesene Reduktion von CO_2-Emissionen in der Produktion industrieller Güter im Vergleich zu Referenztechnologien

- Die Rabattierung für Industriekunden sollte idealerweise am tatsächlichen Verbrauch und nicht an den Vollbenutzungsstunden orientiert werden.

2.1.3 Benachteiligung von Elektrolyseuren durch Interferenz mit RFNBO-Strombezugskriterien

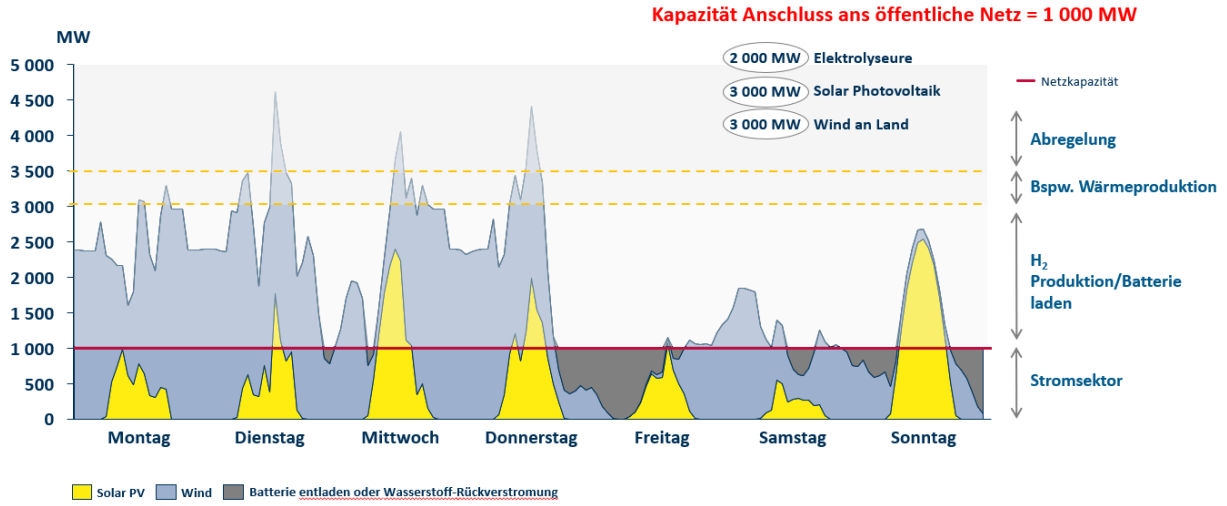
Die Fahrweise von Elektrolyseuren im Rahmen der RFNBO-Strombezugskriterien ist (insb. ab 2030) deutlich eingeschränkt. Die RFNBO-Vorgaben für den Elektrolyseur-Betrieb ab 2030, nämlich Strom aus ungeförderten Anlagen mittels PPA (und ggf. Abregelungsstrommengen gemäß § 13k EnWG) zu beziehen, sowie die stündliche Zeitgleichheit, wirken sich stark auf die Betriebsstunden des Elektrolyseurs aus.

Die Strombezugskriterien für Elektrolyseure sichern deren systemdienlichen Betrieb, stellen aber den Wasserstoffhochlauf bereits vor einige Herausforderungen. Deshalb muss zwingend vermieden werden, dass die Netzentgeltsystematik zusätzliche Regelungen für Elektrolyseure schafft, die zu einer negativen Interferenz mit der RFNBO-Regulatorik führt und damit die wirtschaftliche Fahrweise bzw. den Wasserstoffhochlauf im schlimmsten Fall weiter einschränkt und hemmt. **Ein dynamischer Arbeitspreis ist daher aus unserer Sicht im Sinne des Anreizes zur netzdienlichen Fahrweise und Speicherfunktion von Elektrolyseuren nicht zielführend.**

2.2 Netzentgeltabrechnung am Netzanschlusspunkt

Wir sehen die optimale Nutzung knapper Netzanschlusskapazitäten als einen zentralen Erfolgsfaktor der Energiewende. Instrumente wie Co-Location, „Pooling", Überbauung sowie die Befreiung bislang ungenutzter Netzanschlusskapazitäten sollen dabei eine wesentliche Rolle spielen. Mit einem geeigneten regulatorischen Rahmen für den Netzzugang und einer passenden Netzentgeltsystematik soll insbesondere eine deutliche Überbauung von Netzanschlusspunkten durch die Kombination von Erzeugungsanlagen und Kopplungstechnologien ermöglicht werden.

Die folgende Darstellung zeigt exemplarisch den Dispatch hinter einem überbauten 1-GW-Netzanschlusspunkt in der Höchstspannungsebene in einer windreichen Woche. Anfallende Stromüberschüsse werden lokal in Wasserstoff zum Weitertransport umgewandelt oder für eine spätere Einspeisung im Batteriespeicher gespeichert.

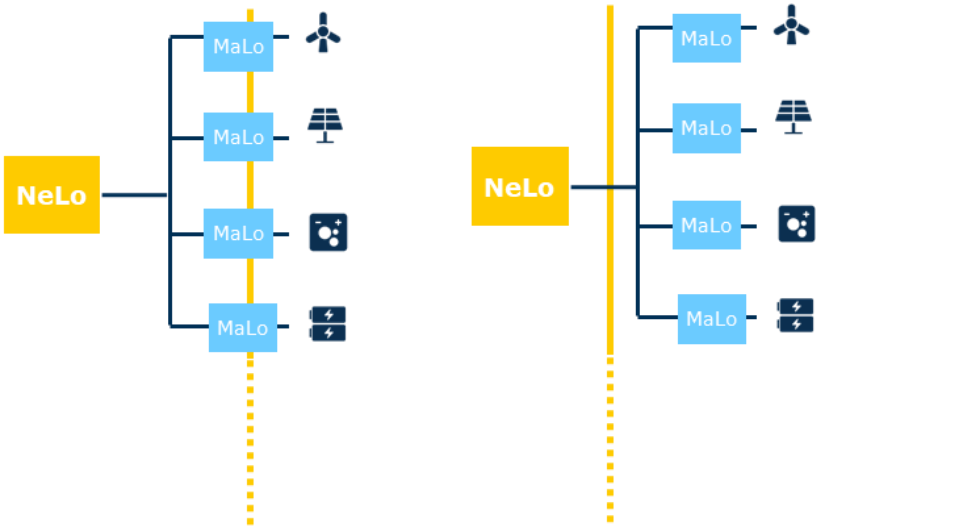


Der derzeitige regulatorische Rahmen verlangt eine separate Messung und bilanzielle Abgrenzung der einzelnen Elemente hinter dem Netzanschlusspunkt, bspw. Windenergieanlagen in EEG-Förderung, PV-Anlagen in EEG-Förderung, Post-EEG-Anlagen, Elektrolyseure nach RFNBO-Kriterien, Stromspeicher etc. Folglich ist für jedes dieser Elemente jeweils eine eigene Marktlokation (MaLo) einzurichten.

Diese Differenzierung ist für Zwecke der Marktkommunikation grundsätzlich sachgerecht und erforderlich. In Verbindung mit der geltenden Vorgabe, wonach die Netzentgeltabrechnung auf Ebene der Marktlokation erfolgt, führt sie jedoch dazu, dass die Netzentgelte faktisch auf Ebene der einzelnen Anlagen erhoben werden. Dies steht im Widerspruch zur tatsächlichen Netznutzung, die sich physikalisch ausschließlich am gemeinsamen Netzanschlusspunkt orientiert.

Aus unserer Sicht entstehen hierdurch Fehlanreize, die einer effizienten Nutzung knapper Netzanschlusskapazitäten im Weg stehen. Insbesondere werden Überbauungs- und Pooling-Konzepte wirtschaftlich benachteiligt, obwohl sie systemisch zur Entlastung der Netze und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen könnten. Eine Anpassung des regulatorischen Rahmens erscheint daher erforderlich, um Überbauungsmodelle sachgerecht abzubilden und deren Umsetzung zu ermöglichen.

Wir regen an, zu prüfen, die Netzentgeltabrechnung von der Marktlokation zu entkoppeln und stattdessen am Netzanschlusspunkt, bzw. an der Netzlokation (NeLo, analog zur derzeitigen Handhabung bei der Blindleistungsabrechnung), zu verankern:



Status Quo:
Netzentgeltabrechnung an der MaLo

Zielbild:
Netzentgeltabrechnung an der NeLo

Angesichts der Komplexität der Fragestellung erscheint es sachgerecht, den Fokus zunächst auf die Anwendungsfälle mit dem größten systemischen und wirtschaftlichen Potenzial zu legen. Hierzu zählen insbesondere Netzanschlusspunkte in der Höchstspannungsebene, an denen mehrere Wind- und PV-Parks gemeinsam mit Großelektrolyseuren und Batteriespeichern systemdienlich kombiniert werden können.

Die beschriebene Problematik betrifft zahlreiche Aspekte des Netzzugangs, der Marktkommunikation sowie der Netzentgeltsystematik und ist nachvollziehbarerweise nicht isoliert im Rahmen des AgNes-Verfahrens zu lösen. Gleichwohl ist eine grundsätzliche Positionierung der BNetzA zu dieser Fragestellung innerhalb des Verfahrens erforderlich. Insbesondere vor dem Hintergrund der von der BNetzA skizzierten Optionen (etwa der Einführung von Einspeisenetzentgelten oder

der perspektivischen Abschaffung der bestehenden Netzentgeltbefreiungen für Speicher und Elektrolyseure) ist die gewählte Ebene der Netzentgeltabrechnung (Marktlokation versus Netzlokation) von zentraler Bedeutung. Nur so lassen sich die Rückwirkungen möglicher Anpassungen auf etablierte Anwendungsfälle (z. B. Co-Location) sowie auf zukünftige Potenziale sachgerecht bewerten.