

Zwickauer Energieversorgung GmbH · Postfach 2003 59 · 08003 Zwickau

Bundesnetzagentur  
Große Beschlusskammer  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

per E-Mail an [gbk@bnetza.de](mailto:gbk@bnetza.de)

Zwickau, 16. Januar 2026

Abteilung: [REDACTED]

Bearbeiter: [REDACTED]

Telefon: [REDACTED]

E-Mail: [REDACTED]

## Stellungnahme zu den AgNES-Orientierungspunkten der BNetzA vom 20.11.2025 GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Folgenden ist unsere Stellungnahme zu den AgNES-Orientierungspunkten der BNetzA vom 20.11.2025 angeführt:

### Allgemein

- Wir missbilligen das Vorgehen der BNetzA zum Festlegungsverfahren insofern, dass die Expertenaustauschtermine bis in den März 2026 stattfinden, die Stellungnahmefrist jedoch bereits im Januar 2026 liegt.
- Nutzung von IMS: Ein Netzbetreiber braucht alle Daten jedes einzelnen IMS der Netzkunden an dessen Standort in seinem Netz für eine effektive Netzplanung und -steuerung, um das Verhalten an den Anschlusspunkten zu kennen. Dies ist auch im Hinblick auf geplante dynamische Netzentgelte notwendig, da ein Netzbetreiber diese nur weiterberechnen und deren Wirkung prüfen kann, wenn er die notwendigen Angaben dafür hat (zeitreihenbasierte Abrechnung). Es müssen weitere Marktteilnehmer über den Netzbetreiber hinaus über die Angaben der Kapazitätsbuchung informiert werden, damit dieser eine korrekte Abrechnung durchführen kann (Datenverteilung). Dies widerspricht dem Ansinnen des Datenschutzes des geplanten MaBiS-Hubs. Für eine Abrechnung unter- bzw. oberhalb einer Bestellkapazität müsste nach derzeitigem Kenntnisstand vom Netzbetreiber an den Messstellenbetreiber die bestellte Kapazität kommuniziert werden. Der Messstellenbetreiber wiederum muss dem Netzbetreiber die entsprechenden Abrechnungswerte unter- und oberhalb der Bestellkapazität liefern. Da dies über den Universalbestellprozess notwendig ist, müssen dort neue Produkte geschaffen werden. Die genannten Punkte bedeuten jedoch wieder Systemanpassungen, eine weitere Erhöhung des Datenverkehrs sowie Kosten und Ressourcenbindung bei den Netzbetreibern und deren Softwareherstellern. Dies läuft dem Ziel der Entgeltreduzierung entgegen.

Seite 1 von 7

- Netzdienliches Verhalten muss vor marktdienlichem Verhalten stehen! Ein dynamisches Netzentgelt wird im seltensten Fall mit einem dynamischen Tarif (marktliches Entgelt) zusammenpassen.
- Thema Kapazitätsbestellung: Der Vorschlag der BNetzA, jedem Netzkunden ein Berechnungstool zur Verfügung zu stellen, dass das individuelle Optimum aus gewählter Leistung, AP1 und AP2 errechnen soll, ist abzulehnen. Dies führt zu einem erhöhten Aufwand bei den Netzbetreibern, insbesondere durch erhöhten Beratungsbedarf der Netzkunden. Zugleich setzt dieses Verhalten stets auf Vergangenheitswerten auf und ignoriert die Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreiber und Netzkunden bzgl. dessen zukünftigen Leistungs- und Arbeitsbedarfs. Daher sollte die Entscheidung über die gebuchte Kapazität beim Kunden liegen. Zugleich bedarf es eines Mechanismus zur Ermittlung einer initialen Kapazität, sofern von Kundenseite keine Meldung erfolgt. Es wird abgelehnt, dass der Netzbetreiber Empfehlungen für eine Kapazitätsbuchung für den Kunden abgibt. Er ist kein Berater, er würde sich haftbar machen. Dies lehnen wir ab. Die betroffene Kundengruppe mit mehr als 100.000 kWh sollte inzwischen wissen, wie ihr Verhalten ist. Auch aufgrund der Entwicklung von Strom- und CO<sub>2</sub>-Preis wird sich hoffentlich jeder dieser Kunden bereits mit Energieeinsparmöglichkeiten oder energieeffizientem Verhalten beschäftigt haben. Auch ein Energiemanagementsystem wird zumindest in Teilen dieser Kundengruppe Pflicht sein.
- Wegfall Umspannebenen: Hier ist zu bedenken, dass bei einem Wegfall der Umspannebenen die vorgelagerten Netzkosten eines Netzbetreibers in Orientierung am derzeitigen Entgeltsystem steigen können, da dieser dann ggf. der niedrigeren und damit teureren Spannungsebene (z. B. MS statt HS/MS) zugeordnet wird.
- Eine statische Arbeitspreiskomponente wird nur bedingt zur Finanzierung beitragen, da diese vom Verbrauchsverhalten abhängig ist. Ein Arbeitspreis kann bereits der Höhe nach nicht die Hauptfinanzierung des Netzes übernehmen.
- Der Bestellprozess einer Kapazität ist ein neuer Prozess, dies führt zu mehr Komplexität. Dazu gehören neue Prozesse in der Abrechnung, mit denen wieder zusätzliche Kosten für System und Personal bei Netzbetreiber und Softwareanbieter notwendig sind. Die Netzentgelte werden daher nicht günstiger sondern teurer, da es dies bisher nicht gibt.
- Am 02.12.2025 zum Expertenaustausch waren nur Großunternehmen mit ihren Beiträgen beteiligt. Diese würden beim aktuell vorgestellten Modell auf Kosten des Mittelstandes profitieren. Der Mittelstand war leider nicht vertreten und sollte daher, was die Auswirkungen des Modells betrifft, mit betrachtet werden.

## Anmerkungen zu den Fragen der BNetzA im Orientierungspunktepapier AgNES vom 20.11.2025

### 4. Finanzierungsfunktion

#### 1. Kunden > 100.000 kWh Fragen

- *Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?*
    - Statt eines AP2 sollte ein Kapazitätspreis 2 bei Überschreitung der Bestellkapazität zur Anwendung kommen, da ein Arbeitspreis keine Pönalwirkung entwickeln wird.
  - *Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?*
    - Mindestens 70% der zugeordneten Kosten je Ebene sollte über die Kapazitätspreiskomponente gedeckt werden, da eine Finanzierungsfunktion sonst nicht gegeben ist. Der Netzbetreiber muss seine Erlösobergrenze auch erlösen (können)! Unvorhergesehene Entwicklungen, die Einfluss auf das Kundenverhalten haben, führen bei einem geringeren Prozentsatz zu starken Auswirkungen auf das Regulierungskonto und damit zu stark schwankenden Netzentgelten in den Folgejahren.
    - Der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung kann damit begründet werden, dass der Netzbetreiber seine Erlösobergrenze auch risikoarm (ohne starke Mengenschwankungen) erlösen muss.
    - Wir begrüßen die Betrachtung einer G-Funktion ohne Knickpunkt, da auch wir festgestellt haben, dass das Entgeltsystem mit der bisherigen Knickpunktfunktion nicht mehr funktioniert. Eine G-Gerade ohne KP würde bei Letztverbrauchern im Bereich geringer Benutzungsstunden jedoch zu bis zu 50% höheren Netzentgelten führen. Beispiel eines Kunden mit jährlicher Leistungsspitze und nur geringer entnommener Arbeit: Durch Wegfall der Leistung bzw. des Leistungspreises wird die Finanzierung dieses einen Kunden auf alle anderen Kunden verlagert; dieser Kunde würde nur eine sehr geringe Kapazität buchen, der AP2 kann für diesen Kunde aber nie hoch genug sein, um seinen Netzkostenanteil zu decken.
  - *Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?*
    - Die Netzbetreiber benötigen klare, bundesweit verbindliche Vorgaben zu:
      - Erlösanteil der Kapazitätskomponente,
      - Definition der Bestellkapazität,
      - Parametrierungslogik für AP1 und AP2,
      - Darstellung in der Marktkommunikation
- Hierfür muss die BNetzA entsprechende Festlegungen treffen, damit es zu keinen unterschiedlichen Entgeltstrukturen in Deutschland kommt. Dies betrifft insbesondere die Bestimmung der Erlösanteile, die durch die verschiedenen Netzentgeltkomponenten erbracht werden sollen.

- Sollte dem Netzbetreiber bis zum Zeitpunkt der Kalkulation noch keine Kapazitätsbestellung des Kunden vorliegen, muss der Lieferant eine entsprechende Meldung für ihn vornehmen. Dies sollte über die Marktkommunikation (MaKo) unter Berücksichtigung der gesetzlichen Fristen erfolgen. Dabei müssen die Fristen der MaKo mit gesetzlichen Fristen passen. Aufgrund der gesetzlichen Fristen muss die Kalkulation bei den Netzbetreibern spätestens im September durchgeführt werden.
  - Wegfall Umspannebenen: Hier ist zu bedenken, dass bei einem Wegfall der Umspannebenen die vorgelagerten Netzkosten eines Netzbetreibers in Orientierung am derzeitigen Entgeltsystem steigen können, da dieser Netzbetreiber dann ggf. der niedrigeren und damit teureren Spannungsebene (z. B. MS statt HS/MS) zugeordnet wird.
- *Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?*
    - Ja, in dem beschriebenen Modell, in dem der AP2 keine Anreize setzen soll, braucht es Vorgaben zu einer Mindestkapazität. Ohne eine Mindestkapazität würden sich große Kundengruppen (z. B. mit volatilen Lasten) aus der Kapazitätskomponente heraus optimieren (ggf. „Null“ bestellen und nur AP2 bezahlen). Allerdings kann eine Mindestkapazität entfallen, wenn der Kapazitätspreis hoch gewichtet wird und der AP2 so hoch ist, dass der Kunde angereizt ist die gewählte Kapazität möglichst nicht zu überschreiten. Nur so entsteht eine faire, verursachungsgerechte Beteiligung. Es stellt sich jedoch die Frage, ob die Notwendigkeit einer Mindestbestellkapazität das vorgeschlagene Modell nicht ein Stückweit entwertet, indem schon regulatorisch eingegriffen werden muss, damit keine Fehlanreize entstehen.
    - Die gebuchte Kapazität sollte mindestens 70%-80% der Netzanschlusskapazität entsprechen. Nur so kann eine effektive Nutzung der Netzkapazitäten erreicht werden, eine überdimensionierte Kapazitätsanforderung bei einem Neuanschluss mit einem unnötigen in Zusammenhang stehenden Netzausbau eingedämmt und eine effektive Kapazitätsnutzung erreicht werden. Ein nur einmalig gezahlter BKZ schützt leider nicht davor, dass Neuanschlüsse mit zu hohen Leistungen beim Netzbetreiber beantragt werden. Eine Kunde wird seine einmal „gekauft“ Kapazität zur Nutzung durch andere nicht wieder hergeben.
  - *Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung dieses Modells sachgerechter?*
    - Ja, denn die mengenbezogene Abgrenzung ist eine Orientierungsgröße zum Wechsel des Bilanzierungssystems von SLP auf RLM. Vielmehr sollte daher eine Abgrenzung nach verbautem intelligentem Messsystem und somit konkret abgrenzbaren Daten erfolgen. Ansonsten müsste z.B. die Frage beantwortet werden, wie mit leistungsgemessenen Abnahmestellen umgegangen werden soll, die einen Verbrauch unter 100.000 kWh/a haben. Da der Verbrauch eine ex-post ermittelte Größe und die vorgeschlagene

Kapazitätsbestellung ein ex-ante Prozess, würde es hiermit zu vermeidbaren Schwierigkeiten kommen.

- Grundsätzlich sollte für alle Kunden, bei denen die erforderlichen Informationen zur Kapazitätsüberwachung erhoben werden können, perspektivisch ein Kapazitätspreis eingeführt werden. Dies betrifft zukünftig neben den RLM-Kunden auch die Kunden mit intelligentem Messsystem (iMSys). Alle Kunden, die viertelstündlich gemessen werden können, nämlich die derzeitigen RLM-Kunden sowie die Kunden mit iMSys, sollten am Kapazitätspreissystem teilnehmen um die Finanzierungsfunktion besser zu erfüllen. Damit wäre auch eine Betrachtung der 100.000 kWh-Grenze nicht mehr notwendig. Die Kosten für die iMSys für den Kunde wären ebenso gerechtfertigt, eine Anwendung von SLP bei < 100.000 kWh in diesen Fällen nicht mehr notwendig. Auch die Bilanzierung wäre dadurch genauer. Die Netzbetreiber benötigen dafür jedoch zählpunktscharf die Leistungs-, Verbrauchs- und Einspeisedaten und nicht als Summenlastgang aggregiert.

## 2. NS Kunden <100.000 kWh Fragen

- *Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?*
  - Der Kapazitätspreis sollte diskriminierungsfrei auch auf Prosumer jeder Größe angewandt werden. Insbesondere weil diese zukünftig ebenfalls mit einem iMSys ausgestattet sein werden und die Leistungsmessung daher auch bei diesen Netznutzern möglich ist. Nur mit der sachgerechten Bepreisung der Kapazität werden sich die Prosumer mit Wallbox, Speicher und Wärmepumpe dahingehend optimieren und somit einen Anreiz haben, nicht gleichzeitig (womöglich bei niedrigen Strompreisen) den Speicher, das Elektroauto und den Wärmespeicher zu laden.
  - Alternativ schlagen wir die Abstufung eines Grundpreises in Orientierung an den Gruppen der Anlagenbetreiber nach § 30 MsbG vor (0 bis ≤ 7 kW, > 7 bis ≤ 15kW, > 15 bis ≤ 25 kW, > 25 bis ≤ 100 kW) Beispiel: beim klassischen Einfamilienhaus-Prosumer kommt es dazu, dass mit zunehmender Größe der Anlage eine zunehmende Autarkie zu verzeichnen ist. Es wird seitens der Netzbetreiber ein Anschluss vorgehalten, der über mehrere Monate des Jahres keinen Netzbezug verzeichnet. Dies zahlen derzeit Bewohner von Mehrfamilienhäusern mit, da es keine passende Preisgestaltung gibt. Sozial Schwache zahlen den Netzkunden das Netz mit, die es sich leisten können eine eigene Erzeugungsanlage und einen Speicher zu besitzen und aus der Netznutzung über Monate „auszusteigen“.
- *Wäre eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?*
  - Die derzeit vorhandene Wahlmöglichkeit des Kunden sollte beibehalten werden. So kann der Kunde entscheiden, ob er eine alles-inklusive-Rechnung von seinem Lieferanten erhält oder seine individuelle Netznutzungsabrechnung vom Netzbetreiber. Eine verpflichtende direkte Abrechnung mit Haushaltskunden erachten wir nicht als

zielführend. Dies würde wieder zu Kostensteigerungen bei den Netzbetreibern führen, was der Regulierungsvorgabe, die Netzentgelte zu senken, entgegenläuft.

- *Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?*
  - Für das Finanzierungselement sehen wir als Einführungszeitpunkt den Beginn der nächsten Regulierungsperiode. Das zukünftige Anreizelement/Flex-Element sollte danach frühestens 5 Jahre später erfolgen, da dann erst erkennbar ist, wie das Finanzierungssystem wirkt und die Elemente im Abrechnungssystem umgesetzt sind.
  - Wie soll die Systemarchitektur von Messung und Abrechnung und die Rechnung aussehen? Für beide Arbeitspreise ist eine Lastgangtarifizierung anhand des Kapazitätsverhaltens des Kunden notwendig. Die Rechnung muss für den Kunden transparent und mit geringem Aufwand nachvollziehbar und prüfbar sein.
- *Soll der Verteilnetzbetreiber das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis abgesehen von generellen, aber unbestimmten Anforderungen der Angemessenheit und der Diskriminierungsfreiheit frei bestimmen dürfen?*
  - Ja, der Netzbetreiber kennt sein Netz am besten, daher sollte die derzeit gelebte Praxis beibehalten werden.

## 5. Anreizfunktion

### 1. Anreize Nutzungsverhalten Fragen

- *Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?*
  - Dynamische Entgelte auf Grund von Engpassmanagement können nur eine Übergangslösung sein, da ja der Engpass darauf hindeutet, dass das Netz an der Engpassstelle nicht ausreichend dimensioniert ist. D.h. es muss an dieser Stelle ein Netzausbau stattfinden. Effizienter Netzausbau kann nur stattfinden, wenn die Bedarfe der Kunden von deren Planern sachgerecht ermittelt wurden, und zwar nicht auf Kosten der anderen Netznutzer.
- *Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?*
  - grundsätzlich ja (Großspeicher)
- *Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?*
  - 5 Jahre nachdem festgestellt wurde, dass Finanzierung funktioniert
- *Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?*
  - Dies ist abzulehnen, da wieder die systemseitige Umsetzung notwendig ist. Dies bedeutet wieder eine Bindung der Ressourcen Personal und Software und verursacht wieder zusätzliche Kosten für die Netzbetreiber, die nur für eine Übergangslösung sind.
- *Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher)? Was ist dabei zu beachten?*

- Eine Unterscheidung der Einführung nach Nutzergruppen ist unserer Ansicht nach nicht sinnvoll, da alle Nutzergruppen am System beteiligt sind und sich gegenseitig bedingen.
- *Wie soll mit §14a-Modul 3 verfahren werden?*
  - Auch §14a-Entgelte sind nur eine Übergangslösung, wie ja bereits in der Festlegung BK6-22-300 festgestellt wurde. Mit einem adäquaten Netzausbau sollte es ein solches Entgelt nicht mehr geben.

## 2. Anreize für Investitionsentscheidungen Fragen

- *Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?*
  - BKZ sollten weiterhin als Steuerungsinstrument erhoben werden.
- *Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?*
  - An der bisherigen Praxis einer pauschalen Ermittlung des BKZ sollte dringend festgehalten werden. Eine Ermittlung der im Einzelfall anfallenden Netzausbaukosten wäre mit deutlich größeren operativen Aufwendungen verbunden. So würden sich zahlreiche Umsetzungsfragen und eine hohe Komplexität für eine individuelle Kalkulation ergeben.
- *Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiets räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?*
  - Eine räumliche Differenzierung kann bei großen Netzbetreibern vorteilhaft sein. Eine Verpflichtung zur Erhebung räumlich differenzierter BKZ lehnen wir als örtlich begrenzter Netzbetreiber (Stadtwerk) jedoch ab.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Zwickauer Energieversorgung GmbH  
Die Energie der Region

