EnBW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zu Speichernetzentgelten

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Karlsruhe, 27.02.2026

1 Vorbemerkung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 16. Januar 2026 im Rahmen des AgNes-Prozesses Orientierungspunkte zu Speichernetzentgelten veröffentlicht und der Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) bedankt sich für die Möglichkeit, Stellung zu nehmen. Einer Veröffentlichung unserer Stellungnahme stimmen wir hiermit ausdrücklich zu.

Die Orientierungspunkte zeigen das Spektrum auf, wie eine Netzentgeltsystematik für Stromspeicher und Elektrolyseure nach Vorstellung der Regulierungsbehörde künftig gestaltet sein sollte. Nach Auffassung der EnBW sind Speicher ein zentraler Bestandteil eines nachhaltigen Stromsystems. Sie stellen dringend benötigte Flexibilität zur Verfügung, sorgen für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien, und wirken dämpfend auf Stromkosten.

Falls Netzentgelte für Speicher überhaupt erhoben werden sollen, sollten sie so gestaltet sein, dass sie einerseits deren Stärken für das Stromsystem anreizen und incentivieren und gleichzeitig Belastungen aus dem Speicherbetrieb vermeiden und minimieren. Speicher im Bestand und in Realisierung sind bisher nach § 118 Abs. 6 EnWG bis zum Stichtag im August 2029 von Netzentgelten befreit. EnBW lehnt die vorzeitige Aufhebung dieser Regelung durch die BNetzA entschieden ab. Der Vertrauensschutz in gesetzliche Zusagen muss gewahrt bleiben.

Für EnBW sind Speicher integraler Bestandteil unterschiedlichster Geschäftsmodelle. Mit Senec engagiert sich die EnBW im Heimspeichermarkt. Beim Ausbau von Ladeinfrastruktur ist EnBW Marktführer: Hier laufen erste Piloten zur Nutzung von Speichern und die zunehmenden Herausforderungen beim Netzanschluss der Ladeparks zu bewältigen. Im Pumpspeicherbereich betreibt EnBW mit Glems und Forbach zwei eigene Anlagen und ist außerdem direkt und indirekt zu rund 50 Prozent an der Schluchseewerk AG im Südschwarzwald beteiligt (Schluchsee-Pumpspeicherkaskade mit drei Werken, sowie Pumpspeicher Säckingen und Wehr). Der Pumpspeicher Forbach befindet sich derzeit im Bau (Modernisierung und Ausbau der Kapazität), Ausbau und Modernisierung der Schluchseekette sind in Vorbereitung. Für die erste Stufe Häusern läuft derzeit das Planfeststellungsverfahren beim Regierungspräsidium Freiburg. Seit 2023 werden alle Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern kombiniert. Damit wird ihre Flexibilität erhöht und die Stromproduktion erfolgt bedarfsgerechter. Bestehende Solarparks werden nachgerüstet. An den (ehemaligen) Kraftwerksstandorten Marbach (100 MW/100 MWh) und Philippsburg (400 MW/800 MWh) entstehen Stand-Alone-Großspeicher mit dem Standortvorteil des bestehenden Netzanschlusses.

Rolle der Stromspeicher und daraus resultierende Anforderungen an ein Netzentgeltsystem
Unvermeidliche Netzentgelte für Speicher sollten eine netzneutrale oder netzdienliche Fahrweise der Stromspeicher fördern und Kosten verursachergerecht zuordnen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich das Verhalten von Speichern im Netz grundsätzlich von anderen Akteuren im Stromsystem unterscheidet. Speicher sind keine typischen Verbraucher, denn sie verbrauchen Strom nicht dauerhaft. Speicher sind auch keine typischen Stromerzeuger im Sinne eines thermischen Kraftwerks oder von erneuerbaren Energieanlagen. Tatsächlich nehmen sie Strom aus diesen Erzeugungsanlagen in Überschusssituationen auf und verschieben dessen Nutzung auf einen Zeitpunkt, in denen der Markt Bedarf über entsprechende Preissignale gibt.

Dementsprechend nutzen sie die Netze nicht dauerhaft, sondern temporär und auf flexible Weise. Sie leisten bereits heute einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität, zur Versorgungssicherheit. Bei einer entsprechenden Fahrweise können Speicher

- durch ihre Flexibilität die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ausgleichen und diese dadurch besser und effizienter in das Stromsystem integriert und der weitere Zubau vereinfacht werden,[1]
- durch ihre Reaktionsschnelligkeit dazu beitragen, zunehmende Lastwechsel mit steiler werdenden Gradienten zu beherrschen,
- eine preisdämpfende Wirkung auf Großhandelsstrompreise entfalten und Stunden mit negativen Strompreisen vermindern,
- dem Stromsystem gesicherte Leistung zur Verfügung stellen,
- dazu beitragen, Engpässe zu vermindern und Redispatchkosten einzusparen,
- im Fall eines Blackouts zu einem schnellen Wiederaufbau der Netze beitragen. So verfügt die überwiegende Mehrzahl der Pumpspeicher über eine Schwarzstartfähigkeit.
- In einem Stromsystem mit hohen EE-Anteilen trägt der kombinierte Zubau von Speichern und Gaskraftwerken zur Stabilisierung der Systemkosten und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei. Er reduziert den Bedarf an Gaskraftwerken und erhöht deren Auslastung.

Stromspeicher können darüber hinaus das gesamte Spektrum an benötigten Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Diese Leistungen werden gesondert vergütet. Die Zur-Verfügung-Stellung setzt allerdings den marktlichen Zubau und Betrieb von Speichern voraus, der wesentlich auch von der Höhe der Belastungen aus Netzentgelten beeinflusst wird.

Unstrittig ist aber auch, dass Speicher je nach Standort und Betriebsweise Kosten im Stromsystem verursachen, die grundsätzlich die Erhebung von Netzentgelten rechtfertigen könnten. Diese Entgelte müssen aber in der Lage sein, netzdienliche oder netzneutrale Fahrweisen von Speichern positiv bei der Entgeltermittlung zu berücksichtigen. Eine pauschale Übertragung des zukünftigen Grundmodells der Entgeltsystematik auf Speicher lehnt die EnBW daher deutlich ab. Die BNetzA selbst erkennt dies in den Orientierungspunkten an, dass insbesondere die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion „zu modifizieren (sind), um Negativanreize gegen wohlfahrtsfördernde Arbitrage oder bezüglich der Systemdienstleistungserbringungen zu vermeiden.“ (S. 5). Deshalb ist das Grundmodell der BNetzA im AgNes-Prozess nur in einer **an Speicher angepassten speicherspezifischen Form** anzuwenden.

Einheitlichkeit ist in Bezug auf Netzentgelte kein Wert an sich. Modifikationen sind gerechtfertigt, wenn sie einerseits zu geringeren Kosten führen, bzw. Vorteile in Bezug auf einen sicheren und stabilen Netzbetrieb aufweisen. Eine standardisierte Gleichbehandlung von Speichern mit Verbrauchern und/oder Erzeugern würde die existierenden Unterschiede ignorieren und die Rolle der Speicher schwächen sowie den unterstellten Zubau an Speicherkapazitäten untergraben.

Eine netzdienliche Fahrweise könnte durch den Abschluss von flexiblen Netznutzungsvereinbarungen FCA grundsätzlich erreicht werden. FCA sind in der gelebten Praxis bereits heute häufig die Voraussetzung für den Anschluss eines Speichers an das Netz. FCA können unter anderem Beschränkungen von Bezugs- oder Einspeisewirkleistung beinhalten, Vorgaben, die Fahrplanabweichungen bis zum Erbringungszeitraum einschränken oder untersagen, Beschränkungen in der

[1] https://www.smard.de/page/home/topic-article/216804/218412/status-quo-der-batteriespeicheranfragen-2024

Leistung, die maximal in der Regelleistung verpflichtet werden darf, sowie Vorgaben zur maximalen Änderungsgeschwindigkeit der Wirkleistung („Rampen“). Diese Vorgaben schränken die Handlungsfreiheit von Speichern erheblich ein und verringern deren Fähigkeit zur Refinanzierung am Markt. Dafür haben sie einen Nutzen für die Betriebsführung der Netze, verringern Engpässe und tragen zu einer effizienten Netznutzung bei.

Daraus folgt, dass Speicher bei Abschluss eines FCA eine Rabattierung bei den Netzentgelten erfahren sollten, die ihre Wirtschaftlichkeit ebenso sicherstellt, wie die Fähigkeit, die getätigten Investitionen zu refinanzieren.

2 Anmerkungen zu einzelnen vorgeschlagenen Regelungsbereichen

Vertrauensschutz

Stromspeicher sind derzeit nach § 118 Abs. 6 EnWG für 10 (Bestandsanlagen nach Ausbau) bzw. 20 Jahren (Neuanlagen) von Netzentgelten befreit. Dazu war bislang (teilweise) ein förmliches Genehmigungsverfahren durchzuführen, das in inzwischen häufig bereits bestandskräftigen, durch die BNetzA erteilten Genehmigungsbescheiden mündete. Investitionsentscheidungen für bestehende und im Werden begriffene Speicheranlagen wurden in Kenntnis und im Vertrauen auf diese Regelungen nicht nur getroffen, sondern im Vertrauen auf geltende Rechtslage und ausdrückliche einzelfallbezogene behördliche Genehmigungen auch umgesetzt. Die Größenordnung der im Hinblick auf grundlegende Rechts- und Investitionssicherheit nicht rückholbar praktisch umgesetzten Investitionsmaßnahmen liegt dabei allein für EnBW im dreistelligen Millionenbereich. Netzentgelte sind ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Speicheranlagen. Die gesetzlich garantierten Befreiungen sind somit als Grundbedingung für die Investitionsentscheidungen und bereits umgesetzte umfangreiche Investitionen zu betrachten. Ein nachträglicher Entzug dieser Privilegierung stellt die Investitionen nachträglich in Frage. Eine solche nachträgliche Aufhebung der Netzentgeltbefreiung nach Beginn des (Um-) Baus und teilweise sogar bereits nach Inbetriebnahme der Speicher muss deshalb als Verstoß gegen das Vertrauen in die rechtlichen Rahmenbedingungen für Investitionen gewertet werden, der grundsätzliche Fragen zur Investitionssicherheit in die Errichtung von Energieanlagen in Deutschland aufwirft und schädliche Folgen für den Wirtschaftsstandort insgesamt befürchten lässt. Das Vertrauen von Investoren in die Gültigkeit von konkret über Höhe und Laufzeit zugesagten Förderungen oder Privilegierungen ist eine wesentliche Voraussetzung für die Bereitschaft zu Investitionen.

Die von der BNetzA erwogene vorzeitige Beendigung der Befreiungsregelung ist deshalb strikt abzulehnen. Dies muss mindestens für die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion gelten. EnBW bezweifelt die rechtliche Zulässigkeit einer vorzeitigen Aufhebung der gesetzlichen Regelung nach § 118 Abs. 6 EnWG grundsätzlich. Aber selbst, wenn die rechtlichen Voraussetzungen entgegen unseren Annahmen gegeben wären, würden gewichtige Argumente wie die zu erwartenden negativen Auswirkungen auf das Investitionsklima am Standort Deutschland und die zu befürchtenden negativen Auswirkungen auf den erforderlichen Hochlauf der Speicherkapazitäten in aller Deutlichkeit gegen eine Umsetzung sprechen.

Zur Veranschaulichung: EnBW hat die Entscheidung zum Ausbau und zur Modernisierung des Pumpspeichers Forbach in Kenntnis und Vertrauen auf die gesetzlich gewährleistete Befreiung getroffen. Die finale Investitionsentscheidung über 280 Mio. € wurde im Mai 2023 nach rund 10 Jahren Planungs- und Genehmigungszeit für das Projekt getroffen. Bereits in dieser Phase sind

hohe Kosten angefallen. Die Bauzeit beträgt wiederum vier Jahre, die Realisierungspläne wurden mit Sicherheitspuffern so ausgelegt, dass eine Inbetriebnahme noch vor dem Ende der gesetzlichen Regelung nach § 118 Abs. 6 möglich ist. Die mittlere Abschreibungsfrist für dieses Projekt beträgt zwischen 35 und 40 Jahren. Die finale Investitionsentscheidung ist längst vor der hinzugefügten Abweichungsbefugnis nach § 118 Abs. 6 Satz 12 gefallen.

Nach Auffassung der EnBW gilt für diese Anlage ebenso Bestandsschutz wie für alle anderen Speicherprojekte, deren finale Investitionsentscheidung vor der Veröffentlichung der Orientierungspunkte zu Speichernetzentgelten am 16. Januar 2026 getroffen wurden, und zwar über den vollen Befreiungszeitraum. Die gesetzliche Abweichungsbefugnis nach Satz 12 darf darüber hinaus nicht einseitig im Sinne von einer Einladung zu restriktiven Regelungen interpretiert werden, sondern eher im Gegenteil. Die tatsächlichen Intentionen des Gesetzgebers zeigen sich bereits darin, dass die Änderungsbefugnis der BNetzA gleichzeitig mit einer Verlängerung des Befreiungstatbestandes für Speicher auf den 31. Dezember 2028 in die EnWG-Novelle eingefügt wurde. Die Verlängerung wurde vom Gesetzgeber explizit mit der Investitionssicherheit für Speicherprojekte begründet. Der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz wird hier besonders deutlich, da der Gesetzgeber mit der Verlängerung des Befreiungszeitraums bis 2028 ausdrücklich Investitionssicherheit schaffen wollte. Diese bewusste Entscheidung des Gesetzgebers für einen langen Befreiungszeitraum begründet ein besonders schutzwürdiges Vertrauen, das nicht durch die Regulierungsbehörde unterlaufen werden darf. Obwohl § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG der BNetzA grundsätzlich die Befugnis zur Abweichung einräumt, unterliegt diese Ausübung verfassungsrechtlichen Grenzen, insbesondere dem rechtsstaatlich verankerten Vertrauensschutz in Art. 20 Abs. 3 GG und dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit. Zu beachten ist neben der Speicherstrategie der Bundesregierung außerdem die mit Solarpaket am 26. April 2024 verabschiedete Entschließung, die unter Ziffer 14 die Bundesregierung dazu auffordert, „die Ausbaudynamik von Stromspeichern durch verlässliche Rahmenbedingungen zu unterstützen sowie darauf hinzuwirken, dass die Bundesnetzagentur als nachgeordnete Behörde die derzeit zum 31. Dezember 2028 befristete Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher in § 118 Absatz 6 EnWG für Neu- und Bestandsanlagen dauerhaft entfristet“. Selbst ohne rechtliche Bindungswirkung dieser Entschließung sollte die Bundesnetzagentur den Willen des Gesetzgebers in ihre Erwägungen mit einbeziehen und ihm ein hohes Gewicht zuzumessen.

Einspeisenetzentgelte

EnBW lehnt die Erhebung von Netzentgelten auf erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom grundsätzlich ab (siehe hierzu die gesonderte EnBW-Stellungnahme zum Orientierungspunktepapier Einspeiseentgelte). Die Absicht der BNetzA, die Speicher von einer doppelten Netzentgeltbelastung für die Ein- und zusätzlich auch die Ausspeicherung von Strom zu entlasten, ist zu begrüßen. Eine Doppelbelastung wäre außerordentlich schädlich für die Wirkweise der Speicher im Stromsystem.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Die BNetzA weist zurecht darauf hin, dass die Erhebung von arbeitsmengenabhängigen Netzentgelten (AP 1 und AP 2) Kostenbelastungen verursacht, die sich auf jeden einzelnen Einsatz der Speicher niederschlagen. Das schmälert die Einsatzeffizienz der Anlagen. Speicher würden in der Folge weniger eingesetzt werden. Ihr Nutzen für das Stromsystem würde dadurch eingeschränkt. Systemdienstleistungen würden verteuert und die Kosten für das Stromsystem würden dadurch wachsen. EnBW lehnt deshalb die Einführung von Arbeitspreisen mit Finanzierungsfunktion für Speicher als kontraproduktiv ab. Der Hauptnutzen der Speicher für das Netzsystem liegt in der zeitlichen Verschiebung und der Bereitstellung von Leistung. Auch Systemdienstleistungen, die von Speichern erbracht werden, korrelieren im Wesentlichen mit dem Leistungsvermögen der Speicher.

Statische Arbeitspreise mit Finanzierungsfunktion sind deshalb die falschen Instrumente. Wenn Netzentgelte als Finanzierungskomponente von Speichern erhoben werden sollen, dann müssen sie Speicher nach ihren spezifischen Eigenschaften behandeln, nämlich als flexible, leistungsbasiere Elemente. Netzentgelte müssen so ausgestalte sein, dass sie ihr netzstabilisierendes Potential heben, statt es zu dämpfen.

Daraus folgt, dass Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher ohne bestehende Netzentgeltbefreiung nach bisheriger Rechtslage nur leistungs- bzw. kapazitätsbezogen erhoben werden sollten. Diese Entgelte sollten dann bei einer netzneutralen oder netzdienlichen Fahrweise rabattiert werden. Eine Möglichkeit hierfür kann ein FCA mit dem Anschlussnetzbetreiber sein. Ein FCA rechtfertigt, wie bereits ausgeführt, wegen seines erheblichen Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit von Speicher gleichzeitig die Gewährung von Rabatten auf Netzentgelte, die die Wirtschaftlichkeit des Speichers gewährleisten.

Erhebung von saldierten Arbeitspreisen
Die Bundesnetzagentur hat die oben beschriebenen Nachteile der Erhebung von mengenbezogenen Netzentgelten selbst erkannt. Zur Minderung der Nachteile schlägt sie eine Saldierung der ein- und wieder ausgespeicherten Strommengen vor. AP 1 und AP 2 sollen dann auf die Verlustmenge beschränkt Anwendung finden. Dies würde zwar die Belastung verringern, aber nicht vermeiden, somit auch die nachteiligen Folgen nicht beseitigen. Zudem erscheint der Vorschlag insofern nicht durchdacht, als er für Pumpspeicher äußerst schädliche Folgen hätte:

- Maßgeblich für die Speicherverluste ist der Zyklus-Wirkungsgrad. Er liegt bei Pumpspeichern zwischen 68 und maximal 80 Prozent. Dabei handelt es sich aber um Idealwerte, die nur unter optimalen Bedingungen erreicht werden könnten. In der Realität laufen die Anlagen überwiegend in Teillast und mit häufigen Wechseln zwischen den Betriebsarten Pumpen und Stromproduktion. Sie reagieren damit auf die stochastische Einspeisung aus erneuerbaren Anlagen und erbringen durch diese Fahrweise einen relevanten Nutzen für die Netzstabilität. In der Folge sind Wirkungsgrade von unter 50 Prozent keine Seltenheit. Pumpspeicherwerke erbringen zudem wesentliche Systemdienstleistungen, wie Primärregelleistung, Sekundärregelleistung oder Minutenreserve. Gerade diese Leistungen verschlechtern den Wirkungsgrad der Pumpspeicher drastisch. Je mehr Systemdienstleistungen die PSW erbringen, desto höhere Netzentgelte müssten sie somit nach dem BNetzA-Vorschlag entrichten. Netzdienliches Verhalten würde somit durch eine höhere Belastung bestraft.
- Wenn Netzentgelte künftig auf Speicherverluste erhoben werden sollen, werden Pumpspeicher mit niedrigeren Wirkungsgraden stärker belastet als Pumpspeicher mit höheren Wirkungsgraden. Pumpspeicher, die aufgrund der höheren Netzentgelte auch höhere Kosten haben, werden in der Folge seltener eingesetzt, obwohl sie für die Netzstabilität am jeweiligen Netzknoten eine wichtige Rolle spielen können. Der Wirkungsgrad ist ein vom Pumpspeicherbetreiber eine kaum beeinflussbare Größe, so dass durch die Erhebung von Entgelten auf Speicherverluste kein Anreiz für eine gesteigerte Effektivität entstehen kann. Vor allem wären Pumpspeicher künftig gegenüber Batteriespeichern im Wettbewerb deutlich schlechter gestellt.

Diese Tatsachen unterstreichen, dass auf die Erhebung von Arbeitspreisen auch bei einer Beschränkung auf die Speicherverluste verzichtet werden sollte. Stattdessen sollten sich die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion ausschließlich auf die Verlustleistung beschränken.

Multi-Use-Speicher
EnBW unterstützt den Vorschlag, einzelne Anlagen hinter einer Anschlussstelle „nicht zu berücksichtigen, sondern für die Netzentgeltermittlung schlicht zu betrachten, welche Wirkung insgesamt im Netz ankommt“.

Stationäre Speicher zur Verbrauchsoptimierung
EnBW unterstützt die Auffassung, dass es in diesem Fall keiner separaten Behandlung des Speichers bedarf, sondern die Anwendung des Grundmodells auf die Anschlussstelle ausreichend ist.

Mobile Speicher
Die Regelungen zu mobilen und stationären Speichern hinter dem Hausanschluss sollten gleichlaufend ausgestaltet sein. Eine Sonderlösung halten wir in diesem Fall nicht für zielführend. Mit der Veröffentlichung der Eckpunkte zum Festlegungsverfahren MiSpel wurden gerade erst Vereinfachungen für die Messkonzepte zur Mischnutzung von Speichern skizziert, welche durch die vorgeschlagene Sonderlösung für mobile Speicher wieder ausgehebelt würden. Das Ziel, Lösungen hinter dem Hausanschluss für den Anlagenbetreiber weniger komplex auszugestalten, würde hier konterkariert.

Speicher im Verbund mit Anlagen der erneuerbaren Energien
Für Speicher, die im räumlichen Zusammenhang und mit gleichem Netzanschlusspunkt wie EE-Anlagen installiert sind (sog. Co-Location), sollten Netzentgelte höchstens dann erhoben werden, wenn der Speicher Strom aus dem Netz bezieht und für diesen Strom der allgemeinen Speichernetzentgeltsystematik folgend. Vor Ort mittels der EE-Anlage erzeugter Strom, welcher durch die Batterie zeitverzögert eingespeist wird, muss nach unserer Ansicht behandelt werden wie Strom aus EE-Anlagen bei Direkt-Einspeisung und ist bei der Berechnung des Saldos nicht zu betrachten, falls der Speicher trotz unserer Bedenken mit Arbeitspreisen belastet werden sollte. Um die Berechnung handhabbar zu halten, kann man bei der Berechnung des Saldos des Netzentgeltes die aus dem Netz einspeicherte Strommenge bei Ausspeicherung als erstes ansetzen (abzüglich einer Verlustmenge). Ist diese Energiemenge aufgebraucht, fließt EE-Strom, der so behandelt wird, wie der direkt von der EE-Anlage erzeugte und eingespeiste Strom. Wir weisen jedoch nochmals darauf hin, dass sich Netzentgelte mit Finanzierungskomponente ausschließlich auf die Kapazität beziehen sollten.

Netzentgelte mit Anreizfunktion
Die EnBW lehnt die Einführung von dynamischen Netzentgelten ab. Grundsätzlich lässt sich die Frage der dynamischen Entgeltkomponenten nicht isoliert für Speicher beantworten, sondern muss angesichts des geplanten Zielmodells der Bundesnetzagentur erfolgen. Deshalb verweisen wir an dieser Stelle auf die gesonderte Stellungnahme der EnBW zum Orientierungspunktepapier „dynamische Netzentgelte.” Generell ist EnBW der Auffassung, dass der Fokus der Netzentgelte mit Anreizcharakter nicht auf Engpasssituationen, sondern auf eine grundsätzliche Optimierung der Netzbelastung gelegt werden sollte, um eine effiziente Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazität zu erreichen.

Bei den Überlegungen um die Einführung von dynamischen Netzentgelten bei Speichern sind folgende Punkte zu berücksichtigen.

- Das netzdienliche Verhalten, das dynamische Arbeitspreise erzielt werden soll, die am Vortag ermittelt werden, kann nicht effektiv in Netzregion und Höhe kontrolliert werden und wirkt damit entweder zu restriktiv auf den Speichereinsatz oder unzureichend für eine Entlastung der Netze.

- Dynamischen Arbeitspreise wirken sich unmittelbar auf den kommerziellen Einsatz von Speichern aus und können, wie im Papier beschrieben, wohlfahrtsfördernde Arbitrage oder die Erbringung von Systemdienstleistungen verhindern.
- Bei der Bestimmung der dynamischen Arbeitspreise besteht für den Netzbetreiber kein Anreiz auf eine übermäßige Nutzung von einsatzhemmenden dynamischen Arbeitspreisen zu verzichten.

In den Orientierungspunkten zur Reform der Netzentgeltkomponenten (BNetzA, 20.11.2025) wird richtigerweise auf das Prinzip „ein Instrument für eine Aufgabe“ verwiesen. Für eine Auswahl des passenden Instruments sollten auch alle Folgekosten eines Eingriffs, wie eine potentielle Verdrängung von Speichern aus dem Markt (s.o.), berücksichtigt werden.

Bundeseinheitliche Verteilnetzentgelte
Stromspeicher bringen über ihre strompreisdämpfende Wirkung und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen Vorteile für alle Nutzer der deutschen Gebotszone. D.h. die Vorteile stehen allen Netzkunden zur Verfügung. Die Kosten für den dafür notwendigen Netzausbau verbleiben jedoch lokal. Es kommt zu einem regionalen Auseinanderfallen von Nutzen und Kosten. Um dies zu beseitigen, sollte auf die an anderer Stelle von der Bundesnetzagentur bereits aufgegriffene Idee der bundeseinheitlichen Verteilnetzentgelte zurückgegriffen werden und 2029 eingeführt werden.

Elektrolyseure
Im Rahmen der diskutierten Netzentgeltregelung bedarf es mit Blick auf die Sonderrolle von Elektrolyseuren/H2 einer eigenständigen Betrachtung, denn mittels der saisonalen Speicherbarkeit sowie der besseren Integration von Erneuerbaren, können Elektrolyseure eine positive Wirkung auf das Gesamtsystem entfalten. In diesen Punkten stimmen wir mit der Sichtweise der BNetzA überein.

Mit Blick auf die Ausgestaltung einer Anreizkomponente, welche die Netzentgelte für Elektrolyseure unter bestimmten Voraussetzungen reduziert, sollten die besagten Faktoren Standort und Betriebsweise berücksichtigt werden.

- Standort: Hier bedarf es vorab eines regelmäßig stattfindenden Monitorings, welches die Netzsituation vor Ort bewertet und den Mehrwert des Elektrolyseurs analysiert. Auch mögliche Engpasssituationen bei zeitgleicher Erzeugung von EE-Strom und (RFNBO-konformem) H2 müssen hierbei berücksichtigt werden. Auf dieser Basis kann dann entschieden werden, inwiefern der Elektrolyseur positive Auswirkungen auf die Netzsituation vor Ort hat und wie viel anteilige Netzentgelte seitens des Elektrolyseurs entrichtet werden müssen.
- Betriebsweise: Durch die RFNBO-Kriterien des delegierten Rechtsaktes sind Elektrolyseure heute schon in ihrer Betriebsweise limitiert. Aufgrund der einzuhaltenden zeitlichen Korrelation müssen die Erzeugung von EE-Strom und die Erzeugung von RFNBO-konformem H2 perspektivisch in derselben Stunde stattfinden. Diese Regelung garantiert bereits in Teilen eine systemdienliche Fahrweise, denn der Elektrolyseur wird nur in Zeiten von vorhandenem Dargebot von EE-Strom betrieben.

Schlussbemerkung
Die in den Orientierungspunkten der BNetzA zu möglichen Speichernetzentgelten formulierten Vorschläge sind komplex und in ihren Folgewirkungen auf den wirtschaftlichen und systemdienlichen Speicherbetrieb teilweise schwer zu abzuschätzen. Unsere Bewertung steht deshalb unter

dem Vorbehalt, dass vertiefte Analysen noch zu Veränderungen in der Positionierung der EnBW führen können.

Konkrete Aussagen über die Vorschläge der BNetzA hängen von der konkreten Ausgestaltung (Parametrisierung) der Netzentgelte ab. Die Erhebung von Netzentgelten verschlechtert auf jeden Fall die Wirtschaftlichkeit der Speicher gegenüber dem bisher geltenden Regelwerk. Die Auswirkungen auf Investitionen und Betriebsweise der Speicher sind sorgfältig zu beobachten und Fehlentwicklungen, die zu verminderten Investitionen oder zu einer zu starken Einschränkung der Betriebsweise und einem unrentablen Betrieb führen, von vorneherein zu vermeiden, bzw. umgehend zu korrigieren.