ADVANCING EUROPE'S MACHINERY INDUSTRY

Stellungnahme
VDMA Powers Systems und VDMA P2X4A

27. Februar 2026

Stellungnahme des VDMA e.V. (Lobbyregister: R000802) zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3) Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Der VDMA vertritt mehr als 3500 deutsche und europäische Unternehmen des Maschinen- und Anlagenbaus. Die Industrie steht für Innovation, Exportorientierung und Mittelstand. Die Unternehmen beschäftigen insgesamt rund 3 Millionen Menschen in der EU-27, davon mehr als 1,2 Millionen allein in Deutschland. Der Maschinen- und Anlagenbau steht in der Europäischen Union für ein Umsatzvolumen von geschätzt rund 870 Milliarden Euro. Rund 80 Prozent der in der EU verkauften Maschinen stammen aus einer Fertigungsstätte im Binnenmarkt.

Vorbemerkung

Speichertechnologien und Elektrolyseure spielen für die Energiewende eine wichtige Rolle. Durch die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, derer saisonalen Speicherung und die Sektorenkopplung sind sie unverzichtbare Bausteine für die Transformation des Energiesystems. In beiden Bereichen ist ein Zubau im GW-Bereich erforderlich und hat begonnen. Seitens der Industrie wurden die hierfür erforderlichen Kapazitäten geschaffen.
Netzentgelte spielen für beide Bereiche eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Ohne planbare Annahmen über deren Ausgestaltung und Höhe können keine Investitionsentscheidungen getroffen werden.

VDMA e.V.
Lyoner Str. 18
60528 Frankfurt am Main
Telefon: +49 69 6603-1886
E-Mail: ps@vdma.eu
Internet: vdma.eu

Vereinsregister AG Frankfurt/Main,
Nr. VR4278
Lobbyregister: R000802
EU-Transparenzregister ID: 9765362691-45
USt-IdNr. DE114108789

Präsident: Bertram Kawlath
Hauptgeschäftsführer: Thilo Brodtmann

Confidentiality: C2 - Internal

Vertrauensschutz

In der Vergangenheit durchgeführte Investitionen wurden im Vertrauen auf die in § 118 Abs. 6 EnWG geregelte Netzentgeltbefreiung getroffen. Derzeit im Bau befindliche oder mit einer finalen Investitionsentscheidung versehene Projekte haben sich am bisherigen Datum des Auslaufens der Netzentgeltbefreiung im August 2029 orientiert. Im Vertrauen darauf investiert derzeit beispielsweise EnBW rund 280 Mio. Euro in den Ausbau und die Modernisierung des Pumpspeichers Forbach im Nordschwarzwald, dessen Realisierung mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Sollte es, wie im Orientierungspapier angedeutet, hier ggf. sogar zu rückwirkenden Änderungen kommen, wäre dies ein massiver Eingriff in den Vertrauensschutz. Dieser würde weitere Investitionen in die Energiewende über die betroffenen Technologien hinaus massiv gefährden. Ähnliche Fälle, z.B. die Absenkung der Einspeisetarife in Spanien im Jahr 2010, haben gezeigt, dass es viele Jahre gedauert hat, bis wieder Vertrauen aufgebaut wurde.

Die BNetzA beruft sich im Orientierungspapier auf die Ermächtigung, die dem § 118 Abs. 6 EnWG 2023 als Satz 12 hinzugefügt wurde. Die Betrachtung des Kontextes der Gesetzesänderung legt allerdings nahe, dass der Gesetzgeber die Erweiterung der Befugnisse nicht in der Absicht getroffen hat, die Befreiung von Netzentgelten für bestehende Anlagen wie Pumpspeicher einzuschränken. Dafür spricht allein die Tatsache, dass in der gleichen Gesetzesänderung diese Befreiung auf August 2029 verlängert wurde und dies ausdrücklich mit der Investitionssicherheit für Speicher begründet wurde. Zudem wurde die Netzentgeltbefreiung erst Ende 2025 auf co-located Speicher ausgeweitet. Zum Kontext des Beschlusses gehört zwingend auch die Berücksichtigung des Speicherstrategie der Bundesregierung, die mit der Zielsetzung beschlossen wurde, Zubau und Betrieb von Speichern zu erleichtern. Explizit ist aber auch die Entschließung des Deutschen Bundestags zur Verabschiedung des sogenannten Solarpakets (BT Drs. 20/1180) zu nennen. Darin wird die Bundesregierung wörtlich aufgefordert:
„14. 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;
15. darauf hinzuwirken, dass die Bundesnetzagentur als nachgeordnete Behörde die dauerhafte Netzentgeltbefreiung rechtssicher auch auf Eigenverbrauchsspeicher anwendet;“

Aus dem Gesamtkontext geht unseres Ermessens hervor, dass der Gesetzgeber die erweiterte Befugnis der Bundesnetzagentur in der Erwartung getroffen hat, dass die Entlastung der Speicher von Netzentgelten auf eine dauerhafte Basis gestellt wird und diese nicht umgekehrt dazu genutzt werden soll, die gesetzlich gewährte Befreiung im Nachhinein einzuschränken.

Wir empfehlen deshalb dringend auf rückwirkende Eingriffe zu verzichten und schnell Klarheit über die Struktur, aber auch die Höhe der zukünftigen Netzentgelte zu schaffen. Hierzu sollten

auch kurzfristig die im Rahmen der gutachterlichen Begleitung erstellten Berechnungen öffentlich zugängig gemacht werden.

Zu den vorgeschlagenen Regelungen nehmen wir wie folgt Stellung:

1. Stromspeicher

A: Finanzierungskomponente für Speicher

Das Ziel der BNetzA im AgNes-Prozess ist, dass „Potential von Speichern zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen im Energieversorgungssystem der Zukunft" bestmöglich zu nutzen. „Dafür müssen über die Netzentgeltsystematik die richtigen Weichen gestellt werden." Dazu soll laut Orientierungspunkten das Grundmodell (1. Entgelte mit Finanzierungsfunktion für die Netze und 2. Entgelte mit Anreizfunktion) auch auf Speicher angewendet werden. Dieses ist jedoch „zu modifizieren, um Negativanreize gegen wohlfahrtsfördernde Arbitrage oder bezüglich der Systemdienstleistungserbringungen zu vermeiden." (Orientierungspunkte S. 5)

Für den VDMA ist damit zwei wesentliche Punkte angesprochen:

- Die eigenständige Rolle der Speicher im Stromsystem, die grundsätzlich nützliche, ja unverzichtbare Funktionen für die Stromnetze erfüllen
- und die daraus folgende Notwendigkeit, ein **speziell für Speicher angepasstes, eigenständiges Netzentgeltsystem** anzuwenden.

Dies trifft insbesondere auf die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion zu.

Generell sieht der VDMA eine Belastung der Speicher mit Netzentgelten zur **Finanzierungsfunktion** mit großer Skepsis**.**

Schon heute leisten Speicher Beiträge zur Verringerung von Netzkosten. Die TU Wien[1] hat beispielsweise für das 400 MW Pumpspeicherneubauprojekt PULS in Thüringen für das Jahr 2040 mit einem Datenset der ENTSO-E eine Redispatchkosteneinsparung von jährlich 9 Millionen Euro für das Szenariojahr NT2040 errechnet und somit eine entlastende Wirkung des Speichers identifiziert.

Die Bundesnetzagentur selbst identifiziert in ihren Orientierungspunkten u.a. Beiträge zur verbesserten Integration von erneuerbaren Energien und zur Preisdämpfung, sowie zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (Orientierungspunkte, S. 8). Zu verweisen ist zudem auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die nur erbracht werden können, wenn ausreichend Speicherkapazität zu wirtschaftlich auskömmlichen Bedingungen zur Verfügung stehen.

[1] HYDRO PUMPED STORAGE PROJECT – PULS, TYNDP 2024: BENEFIT ANALYSIS FOR THE PULS STORAGE PROJECT, Dr. Christoph Loschan, Georg Lettner, Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Austria; 2024

Insbesondere Pumpspeicher haben in der Vergangenheit mehrfach bei netzkritischen Situationen dafür gesorgt, dass die Systemstabilität gewahrt blieb und großflächige Ausfälle (Blackouts) vermieden werden konnten. Durch Schwarzstartfähigkeit können sie zudem im Störungsfall zu einem schnellen Wiederaufbau der Netze entscheidend beitragen.

Zusammenfassend: Speicher können – wenn wirtschaftlich sinnvoll betrieben – folgenden Systemnutzen entfalten:

- Ladeverhalten auf netzentlastende Zeitpunkte ausrichten
- Engpässe verringern
- Redispatch minimieren
- Netzkapazität effizienter nutzen
- Erneuerbare Energien besser integrieren
- Regelenergie und Momentanreserve bereitstellen
- und Investitionen in Netzausbau verringern.

Die Belastung der Speicher mit Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion führen zu einem weniger effizienten Einsatz der Speicher (Orientierungspunkte, S. 8) bzw. können investitionshemmend wirken (S. 9). Vor allem statische Arbeitspreise führen nach unserem Ermessen zu Fehlanreizen, zur Verhinderung netzdienlicher Nutzung, zu Wirtschaftlichkeitsverlusten bei Projekten und in der Summe zu einem geringeren Zubau von Speicherkapazitäten, was den Netzausbau und -betrieb in der Summe verteuern würde, dem Ziel des AgNes-Prozesses – Kostenorientierung und Systemeffizienz – zuwiderlaufen würde.

Fazit: Falls Netzentgelte für Speicher nach Auffassung der BNetzA unumgänglich sein sollten, sollten sie sich auf Entgelte mit Anreizfunktion beschränken (siehe Abschnitt B).

Falls dennoch Entgelte mit Finanzierungsfunktion eingeführt werden sollen, sollte ein spezifisches Finanzierungsnetzentgelt für Speicher eingeführt werden, das sicherstellt, dass weiterhin Speicher ihr volles Potential entfalten können. Speicher müssen in der Finanzierungskomponente leistungsbasiert, nicht arbeitsbasiert belastet werden. Speicher sollen ausschließlich ein speicherspezifisches, kapazitätsbasiertes Entgelt leisten müssen. Statische Arbeitspreise sind zu vermeiden, auch in saldierter Form.

Dies würde sich logisch in das Konzept der BNetzA einfügen, das Finanzierungsfunktion und Anreizfunktion bewusst trennt. Es würde Fehlanreize zumindest auf der Einsatzseite minimieren. Ein sauber kalkulierbarer, transparenter Kapazitätspreis könnte regulatorische Risiken reduzieren und die in den Orientierungspunkten beschriebenen „Saldierungsprobleme“ auflösen.

In diesem Zusammenhang begrüßt der VDMA, die Festlegung der BNetzA, zumindest Einspeisenetzentgelte mit Finanzierungsfunktion um eine „doppelte Entgeltbelastung der durch einen

Speicher bezogenen und wieder in das Netz zurückgespeisten Entgelte zu vermeiden“. Dies sollte auf alle Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion ausgeweitet werden, zumindest aber auf die Erhebung von statischen Arbeitspreisen.

Begründung:

Speicher sind weder Verbraucher noch Erzeuger im herkömmlichen Sinn. Sie verbrauchen Strom nicht dauerhaft, noch erzeugen sie Strom im Sinne eines Kraftwerks oder von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Tatsächlich nehmen sie von Erzeugungsanlagen produzierten Strom aus dem Netz auf und verschieben dessen Nutzung zeitlich.

Sie nutzen das Netz damit auch nicht dauerhaft, sondern kurzfristig und auf flexible Weise. Damit verursachen sie auch keine dauerhafte Netzlast, sondern temporäre Leistungsflüsse, die je nach Fahrweise zur Netzentlastung führen. Sie fallen damit aus den Kategorien heraus, die eine Finanzierungskomponente überhaupt begründen. Ein traditioneller Verbraucher kann – oft in Kombination mit Speichern – netzschonend agieren, er kann aber niemals aktiv zur Netzentlastung beitragen. Erneuerbare Anlagen folgen im Wesentlichen dem Energiedargebot von Sonne und Wind, ohne Rücksicht auf Netzgegebenheiten. Kraftwerke folgen im Wesentlichen dem Strombedarf der Verbrauchsseite.

Fazit: Eine Gleichbehandlung von Speichern mit Verbrauchern oder Erzeugern bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion würde diese Unterschiede mutwillig ignorieren und die Rolle von Speichern verkennen.

Der Hauptnutzen der Speicher für das Stromsystem liegt in der zeitlichen Verschiebung und Bereitstellung von Leistung. Die Arbeit (Energiemenge) spielt dagegen eine untergeordnete Rolle. Das gilt auch für die Speichern zur Verfügung gestellten Systemdienstleistungen. Auch diese korrelieren hauptsächlich mit dem Leistungsvermögen der Speicher.

Statische Arbeitspreise mit Finanzierungsfunktion für Speicher folgen somit der falschen Logik. Sie sind sachlogisch die *falschen* Instrumente. Die *richtige* Finanzierungskomponente muss Speicher so behandeln, wie sie wirken – als flexible, leistungsbasierte Elemente im Stromsystem mit netzstabilisierendem Potential, das gehoben und nicht behindert werden muss.

Schlussfolgerung: Ein arbeitsbezogenes, statisches Netzentgelt würde zu Fehlanreizen führen und die Funktion der Speicher behindern. Arbeitspreise gehören in die Anreizkomponente, um dort einen netzneutralen bzw. netzdienlichen Einsatz der Speicher zu fördern.

Zudem muss in der Diskussion zwischen verschiedenen Speicherarten differenziert werden. Stand-alone Speicher und co-located Speicher erfüllen unterschiedliche Aufgaben im Stromsystem und sind unterschiedlich flexibel fahrbar. Während stand-alone Speicher in der Regel Arbitrage-Geschäft betreiben und maximale Flexibilität bereitstellen können, dienen co-located Speicher primär der Reduzierung von Netzüberlastungen und verringern die Abregelung von Erneuerbaren.

Die Wirkung von Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion auf netzgekoppelte Speicher muss zudem differenziert je nach Speichertyp betrachtet werden. Die Wirkungsgrade verschiedener Speichertypen ergeben sich sowohl durch technische Limitierungen als auch durch ihre Reaktion auf Netzzustandssignale (s. Abschnitt zu Pumpspeichern).

Die BNetzA stellt fest, dass verschiedene Speichertypen nicht unterschiedlich behandelt werden sollen. Dieser Ansatz ist nachvollziehbar. Ein differenziertes Bild ist jedoch mit Blick auf die unterschiedlichen gegebenen Voraussetzungen notwendig. Im Folgenden sollen daher die Spezifika einiger Speichertypen und ihre Wechselwirkung mit möglichen Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion detaillierter dargestellt werden.

Beispiel 1: Auch in saldierter Form sind Arbeitspreise für Pumpspeicher extrem schädlich

- Der Wirkungsgrad ist der entscheidende Faktor für die Höhe der Speicherverluste. Dieser liegt bei den deutschen Pumpspeicher zwischen 65 und maximal 80 Prozent – dabei handelt es sich bereits um Idealwerte, die nur unter optimalen Bedingungen erreichbar sind.
- In der Realität arbeiten Pumpspeicher überwiegend im Teillastbetrieb und wechseln häufig zwischen den Betriebsarten „Pumpen/Speichern“ und „Stromproduktion/Ausspeichern“. Dadurch können die Wirkungsgrade auf unter 50 Prozent sinken können.
- Der häufige Wechsel zwischen den Betriebsarten ist überwiegend eine Reaktion auf die stochastische Einspeisung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und auf die daraus folgenden Netzzustände, stellt also eine wichtige Leistung für die Stabilität der Netze dar.
- Pumpspeicher stellen essentielle Systemdienstleistungen für die Netze zur Verfügung, etwa Primärregelleistungen, Sekundärregelleistung oder Minutenreserve, bzw. nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen. Diese Bereitstellung verschlechtert den Wirkungsgrad zusätzlich.
- Der Vorschlag der BNetzA, Netzentgelte auf Speicherverluste zu erheben, würde die Pumpspeicher gegenüber Batteriespeicher drastisch schlechter stellen und Pumpspeicher mit schlechterem Wirkungsgrad mit höheren Kosten belasten, was zu selteneren Einsätzen führen wird, wobei der Nutzen für das Netz am jeweiligen Netzknoten unberücksichtigt bliebe.

- Insgesamt würden Arbeitspreise auf Verlustenergie das Angebot am Regelenergiemarkt einschränken und somit verteuern

Vor der kumulierten Einführung von Kapazitätsentgelten, statischen Arbeitspreisen (AP1 und AP2) und Arbeitspreisen mit Anreizfunktion (AP3) zuzüglich Baukostenzuschüsse und evtl. Belastung aus flexiblen Netzanschlussvereinbarungen FCA muss aus Pumpspeicher-Sicht dringend gewarnt werden. Bei einer vollen Belastung der Pumpspeicher mit Netzentgelten würden diese in die Unwirtschaftlichkeit getrieben mit negativen Folgen für Systemstabilität und Versorgungssicherheit. Die Belastungen müssen einer Gesamtschau unterliegen und dürfen nicht fragmentiert betrachtet werden.

Beispiel 2: Co-located Speicher sind in ihrer Netzkapazität bereits limitiert

- Co-located Speicher nehmen eine Sonderrolle ein. Sie sind insofern von rein netzgekoppelten Speichern zu unterscheiden, als dass für sie weniger Möglichkeiten für reines Arbitrage-Geschäft bestehen.
- Richtig ausgestaltete dynamische Arbeitspreise (s. Abschnitt B) könnten für co-located Speicher sinnvolle Anreize setzen, überschüssige EE-Mengen in Zeiten von Netzengpässen einzuspeichern. Dadurch entlasten sie automatisch das Netz und reduzieren die Gesamtkosten der Netznutzung. Eine zusätzliche Bepreisung der saldierten Mengen würde diese Effekte verzerren. Zudem kann ein FCA die Entnahme- und Einspeiseleistung im Engpassfall bedarfsgerecht steuern. Deshalb sollten auch hier keine Netzentgelte auf die saldierten Mengen erhoben werden.
- Co-located Speicher verursachen zudem keine eigenen zusätzlichen Netzanschlusskosten, da sie bereits durch den Netzanschlusspunkt der EE-Anlage limitiert sind. Es sollte daher darauf verzichtet werden, für co-located Speicher einen (Mindest)kapazitätspreis zu veranschlagen.

Beispiel 3: Batterieelektrische Großspeicher werden durch hohe Kapazitätspreise stark belastet

- Das Geschäftsmodell von BESS steht und fällt mit der Möglichkeit vom Arbitrage-Geschäft mit stark variierenden Einspeise- und Speicher-Mengen zu profitieren. Dominiert neben den ohnehin bereits möglichen Baukostenzuschüssen ein hoher Kapazitätspreis die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion müssen BESS diese Fixkosten kompensieren, indem sie sie auf eine größere vermarktbare Energiemenge umlegen. Entsprechend werden BESS-Betreiber zu Systemen mit längerer Speicherdauer gedrängt, welche allerdings bei kurzfristiger Arbitrage oftmals nicht mit der gleichen Marge operieren können.
- Dieses Problem verschärft sich noch dadurch, dass im Zuge von zunehmend flexiblen Anschlüssen die Optimierungsfähigkeit der Betreiber sinkt. Eine die Rentabilität von

BESS untergrabende Belastung muss also bei der Bestimmung des Kapazitätspreises ebenfalls vermieden werden.

Beispiel 4: Wärmespeicher dürfen im neuen System nicht schlechtergestellt werden

- Die BNetz konzentriert sich in den Orientierungspunkten primär auf elektrische Speicher und die Behandlung von ein- und wiederausgespeicherten Strommengen. Gleichzeitig stellt es klar, dass die Regelungen für alle Speicherarten gelten sollen (S. 5). Gemäß der Speicherdefinition des § 3 Nr. 36 EnWG zählen hierzu auch Power-to-Heat-Systeme mit integriertem Wärmespeicher, da sie elektrische Energie in eine speicherbare Energieform umwandeln und zeitversetzt nutzen. Damit fallen Power-to-Heat-Systeme formal in den Anwendungsbereich – werden aber inhaltlich nicht adressiert. Das Papier verweist lediglich darauf, dass bei Speichern, die der Optimierung eines Verbrauchers dienen und dessen Anschluss ohnehin nach der allgemeinen Netzentgeltsystematik abgerechnet wird, kein Bedarf für eine separate Behandlung bestehe (S. 11). Dies greift aus unserer Sicht zu kurz. Gerade Power-to-X-Anwendungen – insbesondere im Bereich der Prozesswärme – werden künftig zu erheblichen zusätzlichen Stromverbräuchen führen. Für das Energiesystem ist es entscheidend, dass diese neuen Lasten systemdienlich und flexibel ausgestaltet werden. Eine umfassende Reform der Netzentgelte und insbesondere die Ausgestaltung der Speichernetzentgelte sollte daher sicherstellen, dass auch diese Anwendungen von Energiespeichern hinreichend Anreize für flexible Fahrweisen erhalten.
- Heute kann die durch Wärmespeicher bereitgestellte Flexibilität bei Power-to-Heat-Anwendungen genutzt werden, um den Strombezug in Nebenlastzeitfenstern zu verschieben. Über die Sonderform der atypischen Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV fällt für diese zusätzlich verbrauchten Strommengen lediglich der Arbeitspreis der Netzentgelte an. Dies schafft einen klaren Anreiz für ein Lastverschiebungsverhalten.
- Eine Neugestaltung der Netzentgelte muss sicherstellen, dass durch Wärmespeicher flexibel betriebene Power-to-Heat-Systeme mit vergleichbarem Systemnutzen nicht höher belastet werden als heute. Insbesondere ein nachweislich netzdienlicher Betrieb muss sich in einer entsprechenden Entlastung der Netzentgelte widerspiegeln.

B: Netzentgelte mit Anreizfunktion

Die BNetzA schlägt die Einführung von Netzentgelten mit Anreizfunktion vor, die zunächst für Speicher eingeführt werden sollen. Diese Netzentgelte sollen in Form von „vorzeichengerechten" Arbeitspreisen AP 3 und zunächst nur auf Transportnetz-Ebene erhoben werden, um Netzengpässe durch netzdienliches Verhalten von Speichern anzureizen. Die Überlegungen der BNetzA zu den „dynamischen" Arbeitspreisen für Speicher sind grundsätzlich nachvollziehbar.

Die BNetzA hebt zurecht die dynamischen und schnellen Reaktionsmöglichkeiten von Speichern und ihre Fähigkeit zugunsten des Netzbetriebs hervor. Zu begrüßen ist die vorgesehen symmetrische Ausgestaltung der Netzentgelte mit Anreizfunktion mit entsprechenden Verdienstmöglichkeiten für Speicher, die auch gerechtfertigt sind, weil die Betriebsweise der Speicher und damit verbunden die Reaktionsmöglichkeit auf marktliche Signale eingeschränkt werden, bzw. je nach Netzsituation durch Kosten belastet werden. Insbesondere Batteriespeicher können von diesem Modell profitieren und ihre Fahrweise netzdienlich ausrichten.

Einschränkend muss allerdings hinzugefügt werden, dass die Wirkungsweise von dynamisierten Netzentgelten und ihre Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern in der Praxis noch unklar sind. Die alleinige Adressierung von Speichern, ohne Berücksichtigung von anderen Verbrauchern bzw. Erzeugern dürfte keinen durchschlagenden Effekt auf die Auflösung von Engpässen haben. Die vorausschauende Prognostizierbarkeit der realen Netzengpässe und die Ermittlung der richtigen Preissignale ist nach unserer Auffassung beim derzeitigen Stand der Digitalisierung von Netzen auf absehbare Zeit nicht zuverlässig gesichert. Eine falsche Bestimmung von AP3 hätte u.U. zur Folge, dass der eigentlich sachgerechte Einsatz von Speichern verhindert werden könnte.

Unklar bleibt auch eine mögliche differenzierte regionale Wirkung von dynamischen Netzentgelten auf die Wirtschaftlichkeit von Speicher, vor allem auf Speicher, die hinter dem jeweiligen Engpass lokalisiert sind. Es ist nicht ausgeschlossen, dass solche Speicher sehr häufig gegen den Markt agieren müssten und die Erlöse aus den dynamisierten Netzentgelten von gegenläufigen Marktsignalen überkompensiert werden.

Fazit: Auch bei der Einführung von dynamischen Arbeitspreisen müssen die Auswirkungen auf verschiedene Speicherarten differenziert betrachtet werden. Insbesondere für den Fall, das Speicher mit Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion belastet werden sollten, könnten sich für Batteriespeicher aus dynamischen Netzentgelten zusätzliche Erlösmöglichkeiten ergeben, um diese Mehrkosten zu kompensieren.

Insbesondere für Pumpspeicher sollten die Auswirkungen in der Region vor und hinter dem Engpass jedoch genau geprüft werden, bevor Netzentgelte mit Anreizfunktion eingeführt werden. Ggf. wäre auch ein regional begrenzter Probelauf auf freiwilliger Basis hilfreich. Die verpflichtende Einführung des AP3 für Pumpspeicher sollte erst erfolgen, wenn über die kritischen Punkte Klarheit und Transparenz herrscht. Eine Pilotphase zur Erprobung der Wirkung von dynamischen Netzentgelten für Speicher, wie sie für die Industrienetzentgelte geplant ist, erscheint sinnvoll.

C: Weitere Anmerkungen

Insgesamt fehlt derzeit eine konsistente Regelung, wie Speicher im AgNes-Prozess berücksichtigt werden sollen. Dies gilt insbesondere für das Zusammenspiel mit flexiblen Netzanschlüssen (FCA), hybriden Anlagenkonzepten sowie dem MiSpeL-Regime für das Engpassmanagement in der Mittel- und Niederspannung. Obwohl die Bundesnetzagentur angekündigt hat, MiSpeL in AgNeS zu integrieren, sind beide Regelungsrahmen bislang noch nicht aufeinander abgestimmt. Nur wenn geklärt ist, wie Grau- und Grünstrom bilanziell voneinander getrennt werden können, können Speicher eine wirtschaftliche und netzdienliche Fahrweise verbinden.

- **2. Elektrolyseure**

Elektrolyseure werden in der aktuellen regulatorischen Betrachtung – sowohl im Rahmen der Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur als auch in bestehenden energierechtlichen Systematiken, etwa im EEG – überwiegend als reine Verbrauchsanlagen eingeordnet. Diese Zuordnung greift jedoch zu kurz und bildet die tatsächliche Funktion von Elektrolyseuren im Energiesystem nicht sachgerecht ab. Indem sie elektrische Energie in speicher- und transportfähige Energieträger überführen, ermöglichen sie die zeitliche und sektorale Entkopplung von Stromerzeugung und -nutzung. Somit können sie – ähnlich wie Stromspeicher – einen Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien, zur Reduktion von Netzengpässen sowie zur Systemstabilisierung leisten.

Eine ausschließlich verbrauchsseitige Betrachtung verkennt diese systemische Funktion und führt regulatorisch zu einer Gleichbehandlung mit dauerhaften, unflexiblen Lasten. Damit werden die systemdienlichen Potenziale von Elektrolyseuren strukturell unterbewertet. Vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung sollte das Potenzial von Wasserstoff daher bereits in den aktuellen Weichenstellungen für das zukünftige Energiesystem mit angelegt und auch in der Neuausgestaltung der Netzentgeltsystematik berücksichtigt werden.

Eine sachgerechte Einordnung und Regulierung von Elektrolyseuren ist erforderlich, damit deren Funktion als flexible, netz- und systemdienliche Anlagen angemessen berücksichtigt werden kann.

A: Vertrauensschutz und Investitionssicherheit insbesondere in der Hochlaufphase kritisch

In der aktuellen Hochlaufphase der Wasserstoffwirtschaft kommt dem Vertrauensschutz eine besondere Bedeutung zu. Investitionsentscheidungen für Elektrolyseure basieren auf langfristigen Annahmen zu regulatorischen Rahmenbedingungen, Netzentgelten und Betriebsmöglichkeiten, die in der aktuellen wirtschaftlichen und energiepolitischen Lage bereits undurchsichtig und wechselbar sind. Selbst die Andeutung nachträglicher oder rückwirkender Änderungen der Rahmenbedingungen könnten bestehende Projekte entwerten, FIDs verhindern und das Vertrauen in den regulatorischen Ordnungsrahmen nachhaltig beschädigen.

Die Sicherung von Planungssicherheit bedeutet keine Festschreibung bestimmter Betriebsweisen. Elektrolyseure werden – wie andere flexible Anlagen auch – ihre Fahrweise an Markt- und

Systemsignalen ausrichten. Entscheidend ist, dass diese Anpassungsfähigkeit nicht durch regulatorische Unsicherheit oder kurzfristige Eingriffe untergraben wird. Eine verlässliche, konsistente und transparente Regulierung ist daher Voraussetzung dafür, dass Elektrolyseure ihre Rolle im Energiesystem einnehmen und Investitionen in dieser zentralen Technologie weiter mobilisiert werden können. Um das übergeordnete politische Ziel des Wasserstoffhochlaufs nicht zu konterkarieren, muss sichergestellt werden, dass eine neue Entgeltdynamik den Business Cases für Elektrolyseure nicht unterwandert und speziell für Elektrolyseure angepasst wird.

B: RFNBO-Kriterien: hemmende Regulatorik schränkt die Fahrweise von Elektrolyseuren bereits heute stark ein

Im Rahmen der Diskussion über die zukünftige Netzentgeltsystematik werden oft europarechtlich abgeleitete RFNBO-Vorgaben (insb. der Strombezugskriterien) herangezogen. Tatsächlich schränken die RFNBO-Kriterien die Fahrweise von Elektrolyseuren bereits heute erheblich ein. Systemisch kann ein Zusammenspiel aus überschüssigem EE-Strom und Elektrolyseurs-Kapazität sowohl aus geografischer als auch aus Netzperspektive Vorteile ermöglichen. In ihrer derzeitigen Ausgestaltung erschweren diese Kriterien den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und werden mehrheitlichen von den betroffenen Akteuren abgelehnt. Solange bestehend, entsprechen sie in der Praxis (auch wenn nicht unter diesem Anspruch angelegt) jedoch meist denselben Zielen einer system- oder netzdienlichen Steuerungslogik.

Hier ist es in der kritischen Hochlaufphase besonders wichtig keine miteinander in Konflikt stehenden Anreize oder Doppelbelastungen zu schaffen und einen regulatorisch sauberen Rahmen für Investitionen in Elektrolyseure zu wahren. Vor diesem Hintergrund sind RFNBO-Regelungen keine geeignete Stellschraube zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik; eine Verlängerung der RFNBO-Übergangsfristen sollte daher auch aus systemischer Sicht und einem besseren Zusammenspiel zwischen Erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren als Kopplungstechnologie (Engpassreduktion, Nutzen statt Abregeln, Speichertechnologie etc.) politisch weiterhin angestrebt werden. Alle zuständigen staatlichen und regulatorischen Akteure sollten an dieser Stelle dafür Sorge tragen, dass Anforderungen verschiedener Stellen, sowohl innerhalb Deutschlands als auch im Verhältnis mit der EU, nicht miteinander in Konflikt stehen und der grundsätzlichen gemeinsamen Dekarbonisierungsstrategie folgen.

C: § 13k EnWG – Standortlogik und industriellen Nutzen berücksichtigen

In Netzengpassregionen gemäß § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) wird insbesondere die Aktivierung zusätzlicher, flexibler Stromverbräuche zur Reduzierung von Netzengpässen bevorzugt. In seiner derzeitigen Ausgestaltung ist § 13k EnWG stark an kurzfristigen Engpasssituationen und regional begrenzten Entlastungsregionen (insbesondere im Norden der

Bundesrepublik) ausgerichtet, während die industrielle Ansiedlung und der Nutzen für den systemischen Einsatz von Wasserstoff eher in Süddeutschland verortet ist. Dies führt dazu, dass wirtschaftliche Vorteile für Elektrolyseure maßgeblich vom Standort innerhalb einzelner Netzregionen abhängen. Eine solche Logik birgt die Gefahr, Investitionsentscheidungen primär an temporären Netzengpässen auszurichten, anstatt an langfristigen industrie-, energie- und wasserstoffpolitischen Zielsetzungen.

Für den Wasserstoffhochlauf ist entscheidend, dass Elektrolyseure dort entstehen können, wo sie industriell genutzt, in bestehende Wertschöpfungsketten integriert und infrastrukturell angebunden werden können. Eine Netzentgeltsystematik, die ausschließlich kurzfristige netzbetriebliche Vorteile honoriert, greift zu kurz und kann zu regionalen Fehlanreizen führen. Hinzu kommt, dass ein im Norden verorteter Elektrolyseur bis zur endgültigen Fertigstellung des Wasserstoff-Kernnetzes seinen Wasserstoff nicht zu wirtschaftlichen Bedingungen an Verbraucher im Süden der Republik liefern kann. Für diese Übergangszeit ist die Ansiedlung spürbarer Elektrolyseurkapazität auch in Süddeutschland somit aus Systemsicht notwendig.

Die Überarbeitung von Netzentgelten unter Betrachtung der Logik von § 13k EnWG sollte folgende Aspekte berücksichtigen:

- Anlagen, die nach § 13k Kompensation als zuschaltbare Lasten in Entlastungsregionen von Netzentgelten befreit werden und solche die RFNBO-Zusätzlichkeitskriterien weisen oftmals gewisse Parallelitäten auf; zementieren womöglich eine dem Wasserstoffhochlauf zuwiderlaufende Systemlogik,
- netzdienliche Flexibilität sollte freiwillig und situationsabhängig aktiviert werden können,
- standortunabhängige Planungssicherheit muss für industrielle Elektrolyseurprojekte gewährleistet bleiben,
- der Beitrag von Elektrolyseuren zur langfristigen Systemintegration erneuerbarer Energien sollte angemessen berücksichtigt werden.

D: Finanzierung vor Flexibilitätsanreizen

Elektrolyseure können ihren Beitrag zur Energiewende und zur Systemstabilität nur dann leisten, wenn Projekte tatsächlich realisiert, Investitionen angereizt und standortspezifische Flexibilitätspotenziale genutzt werden können – etwa in Regionen mit zeitweilig hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik sollte daher gezielt Flexibilitätsanreize für Elektrolyseure setzen. Richtig ausgestaltet kann dies über:

- dynamische Netzentgelte, die netzdienliches Verhalten honorieren und Preissignale senden,

- sowie flexible Anschluss- und Vertragsmodelle, die eine an den Netzbedarf angepasste Fahrweise ermöglichen und gezielte Flexibilität innerhalb des wirtschaftlich tragfähigen Rahmens erlauben,

angereizt werden.

Gleichzeitig können Elektrolyseure Flexibilität nur bis zu einem realistischen Flexibilitätskorridor bereitstellen. Daher müssen Anreize so gestaltet sein, dass sie keine ökonomisch untragbaren Lastprofile erzwingen, sondern gezielt dort ansetzen, wo Flexibilität technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Ein statisches, verbrauchsorientiertes Entgeltmodell würde Fehlanreize setzen und die wirtschaftliche Nutzung von Flexibilität erschweren. Analog zu Stromspeichern gilt auch für Elektrolyseure: Systemnutzen entsteht durch zeitliche Anpassung und Reaktionsfähigkeit, nicht durch starre Lastprofile. Ein arbeitspreisbasierter Ansatz, der die verbrauchte Energiemenge unabhängig von der Netzdienlichkeit bepreist, läuft dem situativen Systemnutzen von Elektrolyseuren entgegen, deren Fahrweise sich abhängig von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und den Netzbedingungen nur in klar begrenzten Zeitfenstern flexibel anpassen lässt.

Gleichzeitig ist ein wirtschaftlich tragfähiger Betrieb von Elektrolyseuren nur im Rahmen des technisch Möglichen dynamisierbar. Elektrolyseure sind kapitalintensive Industrieanlagen, deren Wirtschaftlichkeit in einem herausfordernden Marktumfeld auf möglichst hohen Volllaststunden sowie planbaren Betriebsprofilen und Strombezugskosten beruhen. Eine zusätzliche Investition in Speicher würde die Fixkosten zusätzlich erhöhen, ohne die strukturelle Abhängigkeit des Elektrolyseurs von kontinuierlicher Auslastung aufzulösen. Sofern zusätzliche Preissignale die mit Elektrolyseuren erreichbaren Volllaststunden über die Einschränkungen der bisherigen Regulierung hinaus weiter verringern, hätte dies eine nochmalige Verschlechterung der Business Cases und eine verringerte Wahrscheinlichkeit eines erfolgreichen Wasserstoffhochlaufs zur Folge. Ohne den Hochlauf können Elektrolyseure wiederum keine positive Externalität für das Stromnetz und das Gesamtsystem erbringen und ihre netzdienliche Wirkung entfalten.

Wir stehen gerne für den weiteren Austausch zu Verfügung:

Kontakt:

Gerd Krieger
Stellv. Geschäftsführer Fachverband Power Systems
Telefon: +49 69 6603-1554
E-Mail: gerd.krieger@vdma.eu

Annkathrin Paulus
Referentin Solar- und Energiespeichersysteme
Telefon: +49 175 9436641
E-Mail: annkathrin.paulus@vdma.eu

Miriam Leuschner
Stellv. Geschäftsführerin Power-to-X for Applications
Telefon: +49 151 72934445
E-Mail: miriam.leuschner@vdma.eu