Stellungnahme Vattenfall GmbH

Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes):

Orientierungspunkte Speichernetzentgelte; GBK-25-01-1#3

Berlin, 27. Februar 2026

Zusammenfassung

Vattenfall begrüßt das Anliegen der Bundesnetzagentur, die Netzentgeltsystematik zu reformieren und zukunftsfähig zu machen und bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Netzentgelte sollten kostenreflektierend, objektiv und innerhalb einer Nutzerkategorie diskriminierungsfrei sein. Sie sollten Preissignale enthalten, die Kunden zu einem flexiblen Stromverbrauch anregen, die Kosten und Nutzen von Netzdienstleistungen widerspiegeln, Flexibilität, Effizienz und Innovation fördern und die Integration fossilfreier Energie unterstützen. Durch variablere und differenziertere Entgelte kann der Wert von Flexibilität besser ausgeschöpft werden, vor diesem Hintergrund begrüßt Vatenfall grundsätzlich die Einführung einer dynamisierten Anreizkomponente.

Vattenfall spricht sich für ein **eigenes Speicher-Finanzierungsentgelt** aus. Speicher müssen in der Finanzierungskomponente **leistungsbasiert**, nicht arbeitsbasiert belastet werden. Vor diesem Hintergrund sollte ein zukünftiges Speichernetzentgelt aus einem **Kapazitätsentgelt (Finanzierungskomponente) sowie aus einem dynamischen Entgelt (Anreizkomponente) bestehen. Eine zusätzliche arbeitspreisbasierte Finanzierungskomponente (AP1/2) ist hingegen abzulehnen.**

Ein Fadenriss bei den ungeförderten Investitionen in dringend benötigte Flexibilität wie Batterie- und Pumpspeicher ist unbedingt zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund ist der **Vertrauensschutz gemäß § 118 Abs. 6 EnWG voll zu gewährleisten. Überlegungen einer vorfristigen Abschaffung sind abzulehnen.**

Die **Wirkungsgrade von Pumpspeichern**, die sich substantiell von Batteriespeichern unterscheiden, sind zu berücksichtigen. Diese liegen bei den deutschen Pumpspeicheranlagen nur unter optimalen Bedingungen zwischen 65 und maximal 80 Prozent, verursacht durch Teillastbetrieb und wechselnde Betriebsarten in der Realität aber oft unter 50 Prozent.[1]

[1] Consentec hat diese laut eigener Aussage fälschlicherweise pauschal mit 90 % in den bisherigen Modellierungen angesetzt.

Einleitung

Die Bundesnetzagentur überarbeitet derzeit im Rahmen des Festlegungsverfahrens AgNes (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom) die Netzentgeltsystematik grundlegend. In dem im ersten Orientierungspapier skizzierten Grundmodell werden zwei zentrale Komponenten benannt: Entgelte mit Finanzierungsfunktion und Entgelte mit Anreizfunktion. Diese Systematik soll nun auf alle Netznutzer – einschließlich Stromspeicher – angewendet werden.

In den bisherigen Konsultationen wurde deutlich, dass Speicher aufgrund ihrer besonderen technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften nicht vollständig in die bestehende Logik passen. Speicher weisen gleichzeitig Merkmale von Erzeugern und Verbrauchern auf und erbringen wertvolle Systemdienstleistungen. Im Folgenden führen wir die entsprechenden Ableitungen für die Bewertung möglicher Speichernetzentgelte aus und beantworten ausgesuchte Fragen des Orientierungspapiers.

Dabei gehen wir genauer auf die Auswirkungen von Speichernetzentgelten auf Pumpspeicher ein. Diese unterscheiden sich zum Teil grundlegend von jenen auf Batteriespeichern, die dem vorgelegten Papier offenbar zugrunde liegen.

1. Speicher benötigen eine eigene Finanzierungskomponente

Speicher sind eine eigenständige Marktrolle und lassen sich weder den klassischen Verbrauchern noch den Einspeisern zuordnen. Sie verbrauchen Strom nicht dauerhaft, speisen ihn nicht dauerhaft ein und nutzen das Netz stattdessen nur kurzzeitig, flexibel und in einer Weise, die Netzbelastungen reduzieren kann. Sie erzeugen keine dauerhafte Netzlast, sondern lediglich temporäre Leistungsflüsse, die häufig sogar netzstabilisierend wirken. Eine Behandlung analog zu Verbrauchern oder Erzeugern würde dieser physikalischen Rolle im Netz nicht gerecht.

Zudem vermeiden Speicher nachweislich Netzkosten, anstatt welche zu verursachen. Sie reduzieren Netzengpässe, glätten Spitzenlasten, senken Redispatch-Kosten und können den Bedarf an Netzausbau verringern. Schon heute leisten Speicher Beiträge zur Verringerung von Netzkosten. Die TU Wien hat beispielsweise für Vattenfalls 400 MW Pumpspeicherneubauprojekt PULS in Thüringen für das Jahr 2040 mit einem Datenset der ENTSO-E eine Reduktion der Engpässe und des Redispatchbedarfs mit der Konsequenz der Redispatchkosteneinsparung von jährlich 9 Millionen Euro für das Szenariojahr NT2040 errechnet. Daher zeigt dieses Projekt eine netzdienliche Auswirkung mit

einer entlastende Kostenwirkung, während ein positiver Beitrag zur Versorgungssicherheit geliefert wird.[2]

Wenn Anlagen, die das Netz entlasten, mit Entgelten belastet werden, die sie fälschlicherweise als Kostenverursacher behandeln, entstehen regulatorische Widersprüche und ökonomische Fehlanreize. Daraus folgt: Speicher tragen nicht systemisch zu den Finanzierungskosten bei – sie reduzieren sie. **Ein differenziertes Speicherentgelt ist daher notwendig.**

Das traditionelle Finanzierungsmodell, das auf einer Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreisen basiert, wurde historisch für Verbrauchs- und Einspeiselogiken entwickelt. Speicher entsprechen dieser Logik jedoch nicht. Sie nutzen Netzkapazität kurzfristig, situativ und oft netzentlastend. Werden sie dennoch wie Dauerlasten behandelt, führt dies zu Überbelastungen, wirtschaftlichen Nachteilen, weniger Speicherausbau und letztlich zu höheren Netzkosten – entgegen den Zielen des AgNes-Prozesses.

Damit Speicher ihr volles systemisches Potenzial entfalten können, benötigen sie eine Finanzierungssystematik, die ihre tatsächliche Wirkung im Netz abbildet. Speicher können ihr Ladeverhalten netzdienlich ausrichten, Engpässe reduzieren, Redispatch minimieren, Netzkapazitäten effizienter nutzen und erneuerbare Energien besser integrieren. Diese Systemnutzen entstehen jedoch nur, wenn die Kostenstruktur die richtigen Anreize setzt. **Da Speicher Systemdienstleistungen durch Leistungsbereitstellung und zeitliche Verschiebung erbringen – nicht durch Energiemengen –, sind arbeitspreisbasierte Entgelte kontraproduktiv. Arbeitspreise würden jeden Einsatz verteuern und damit netzdienliches Verhalten verhindern.**

Folgerichtig müssen Speicher in der Finanzierungskomponente leistungsbasiert und nicht arbeitsbasiert belastet werden. Netzkosten entstehen durch Spitzenlast, nicht durch Energiearbeit; Speicher nutzen das Netz leistungsbezogen. **Ein eigenes, ausschließlich kapazitätsbasiertes Speicherentgelt ist daher die logisch konsistente und fachlich saubere Lösung.**

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 trennt Finanzierung und Anreize bewusst, Speicher sollen vermehrt netzdienlich genutzt werden, und Fehlanreize sollen vermieden werden. Ein klar kalkulierbares

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

kapazitätsbasiertes Speicherentgelt reduziert regulatorische Risiken und löst im Orientierungspapier angesprochene Probleme wie die Saldierungsthematik auf.

Vattenfall begrüßt ausdrücklich die von der BNetzA vorgeschlagene Wahlmöglichkeit beim Kapazitätsentgelt für Speicher. Dies kann für co-located Projekte mit Erneuerbaren-Erzeugungs-Anlagen wichtige Anreize setzen.

Bei der Ausgestaltung von Speichernetzentgelten ist zu berücksichtigen, dass die Vermarktung von Stromspeichern bereits heute durch eine hohe Komplexität, starke Dynamik und eine Vielzahl kleinteiliger Entscheidungen geprägt ist. Speicher werden parallel in unterschiedlichen Märkten eingesetzt und müssen kurzfristig auf Preissignale, Systemanforderungen, Netzrestriktionen und vertragliche Vorgaben reagieren. Zusätzliche Komplexität in der Netzentgeltsystematik – insbesondere durch mengen- oder situationsabhängige Entgeltbestandteile – erhöht den Aufwand und damit auch die Kosten der Vermarktung erheblich und kann netzdienliches Verhalten faktisch verhindern. Ein einfaches, robustes und gut antizipierbares Entgeltsystem ist daher zentrale Voraussetzung dafür, dass Speicher ihre systemstabilisierende Wirkung tatsächlich entfalten können.

2. Vertrauensschutz für § 118 Abs. 6 EnWG

Vattenfall weist darauf hin, dass Betreiber von Stromspeichern gemäß § 118 Abs. 6 EnWG Vertrauensschutz genießen. Viele Projekte wurden geplant, errichtet, in Betrieb genommen oder nachgerüstet in der berechtigten Erwartung, innerhalb des gesetzlich vorgesehenen Zeitraums von Netzentgelten entlastet zu sein. Diese Entlastung war oftmals Grundlage der Investitionsentscheidungen. Eingriffe, die eine vorzeitige Belastung mit Netzentgelten vorsähen, erfordern daher eine sorgfältige rechtliche und wirtschaftliche Bewertung. Für Investitionen in die Energiewende ist ein verlässlicher gesetzlicher und regulatorischer Rahmen zentral.

Vor diesem Hintergrund dürfen Stromspeicher, die Anspruch auf die temporäre Netzentgeltentlastung haben, nicht ohne Weiteres vor Ablauf des gesetzlich festgelegten Zeitraums belastet werden. Der Gesetzgeber hat die Regelung erst im November 2023 durch eine Verlängerung um drei Jahre für Inbetriebnahmen bis 2029 bekräftigt und damit das Vertrauen in ihre Bestandskraft gestärkt.

Zwar wurde der Bundesnetzagentur zugleich eine Abweichungsbefugnis eingeräumt, diese stellt jedoch lediglich eine Kompetenzzuweisung dar und hebt den gesetzlichen Vertrauensschutz nicht auf. Der Gesetzgeber selbst betonte im Rahmen der EnWG-Anpassungen 2023, dass neben der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur auch Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet und abrupte Veränderungen der Rechtsanwendung vermieden werden müssen. Dies entspricht dem verfassungs- und europarechtlichen Verhältnismäßigkeitsgrundsatz, an den die Bundesnetzagentur gebunden ist.

Eine vorzeitige Beendigung der Netzentgeltentlastung würde das Vertrauen der Betreiber unverhältnismäßig beeinträchtigen. Da § 118 Abs. 6 EnWG auch den konkreten Zeitraum der Entlastung normiert, ist dieser Bestandteil des Vertrauensschutztatbestands.

Vor diesem Hintergrund müssen insbesondere Projekte, die aktuell bzw. vor der finalen AgNes-Festlegung Investitionsentscheidungen treffen, geschützt sein, da sonst ein Fadenriss beim Speicherausbau droht. Alleine bei Vattenfall wären über 400 MW Batteriespeicher-Projekte betroffen.

Da die BnetzA laut ihren Ausagen beim Workshop am 30. Januar einen Investitionsstop vermeiden möchte, wäre eine frühere Einführung der Anreizkomponente denkbar, nicht jedoch der Finanzierunskomponente.

3. Wechselwirkung mit flexiblen Netzanschlussverträgen (FCAs)

Es ist üblich geworden, dass Verteilnetzbetreiber flexible Netzanschlussverträge (FCAs) als Voraussetzung für Netzanschlusszusagen verlangen. Zum Teil passieren diese teilweise massiven Einschränkungen nicht einmal über FCAs, sondern direkt über die technischen Anschlussbedingungen. Die betriebliche Handlungsfreiheit wird damit oftmals erheblich eingeschränkt zu einem Zeitpunkt, bei dem Speicher bereits an verschiedenen Punkte unter Druck geraten, bspw. durch Ramping-Vorgaben.

Diese Bedenken wurden im Workshop am 30. Januar 2026 umfassend vorgebracht. Vor diesem Hintergrund begrüßt Vattenfall, dass in den am 17. Februar 2026 veröffentlichten Orientierungspunkte zum Thema Einspeisenetzentgelte zumindest eine mögliche Wechselwirkung mit Baukostenzuschüssen, bspw. eine Reduktion, erkannt wurde.

In jedem Fall müssen FCAs standardisiert werden, in engen Grenzen ausgestaltet und zeitlich klar befristet sein. Weitere Kriterien gilt es auszuarbeiten.

4. Sonderfall Pumpspeicher

Leider differenzieren die Orientierungspunkte zwar Stromspeicher und Elektrolyseure, jedoch wird nicht auf die substantiell unterschiedlichen Voraussetzungen von Pumpspeichern eingegangen.

Mengenabhängige Netzentgelte auf Speicherverluste (Verlustenergie) wären insbesondere für Pumpspeicher äußerst problematisch. **Der entscheidende Faktor für die Höhe der Speicherverluste ist der Wirkungsgrad, der bei den deutschen Pumpspeicheranlagen zwischen 65 und maximal 80 Prozent liegt**, wobei dies Idealwerte für die einzelnen Anlagen sind und nur unter optimalen Bedingungen

erreichbar sind. In der Realität arbeiten Pumpspeicheranlagen überwiegend im Teillastbetrieb und wechseln häufig zwischen den Betriebsarten „Pumpen“ und „Stromproduktion“, wodurch **Wirkungsgrade von unter 50 Prozent ebenfalls vorkommen** können.

In Gesprächen mit Vertreter:innen von Consentec wurde klar, dass diese Wirkungsgrade nicht Grundlage der Modellierungen waren: dort wurden Pumpspeicher pauschal mit einem Wirkungsgrad von 90 % modelliert. Vattenfall fordert daher, dass die korrekten Wirkungsgrade im weiteren Verfahren entsprechend berücksichtigt werden.

Pumpspeicher übernehmen wichtige Systemdienstleistungen wie Primärregelleistung, Sekundärregelleistung oder Minutenreserve. Diese Bereitstellung verschlechtert den Wirkungsgrad zusätzlich.

Der Vorschlag der BNetzA, Netzentgelte auf Speicherverluste zu erheben, würde dazu führen, dass Pumpspeicheranlagen mit mehr Systemdienstleistungen und niedrigeren Wirkungsgraden höhere Netzentgelte zahlen müssten – **so würde netzdienliches Verhalten finanziell bestraft werden**.

Sollten Netzentgelte künftig auf Speicherverluste berechnet werden, wären Pumpspeicher mit niedrigeren Wirkungsgraden stärker belastet als solche mit höheren Wirkungsgraden, was zu höheren Kosten und seltenerem Einsatz führen würde.

Da der Wirkungsgrad von Pumpspeichern von den Betreibern kaum oder gar nicht beeinflusst werden kann, bieten Netzentgelte auf Speicherverluste keinen Anreiz zur Effizienzsteigerung.

Vor diesem Hintergrund fordert Vattenfall, dass für Pumpspeichern ein Arbeitspreis 1/2 entfallen sollte. Ein Speichernetzentgelt für Pumpspeicher sollte sich aus Kapazitätsentgelt und dynamischem Arbeitsentgelt (AP3) zusammensetzen.

5. Beantwortung der Fragen aus dem Orientierungspapier[3]

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Netzgekoppelte Speicher

Sollte auf Mengen, die im Zuge einer Kapazitätsüberschreitung entnommen werden, der AP2 voll wirken oder sollte insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt werden?

[3] Fragen zu „6. Elektrolyseure“ entfallen

Ein Arbeitspreis im Rahmen der Finanzierungskomponente sollte bei Nichtüberschreiten der gewählten Kapazitätsbepreisungsgrenze entfallen. Für überschreitende Mengen könnte ein erhöhte Kapazitätspreis angesetzt werden.

Multi-Use-Speicher

Wie hoch schätzen Sie das Potential von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden?

Das Potential von Speichern bei EE-Anlagen auch für sonstige Zwecke (Netzbezug) ist signifikant. Mit dem Rückgang geförderter Anlagen, sinkenden Capture Prices und fallenden Kosten für Batteriespeicher entsteht eine klare Entwicklung: Ein Großteil der erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird künftig mit einem co-located Speicher ausgestattet sein, Vattenfall plant dies bereits als Regelfall. Bei Solarprojekten ist dies bei den meisten Neuentwicklungen bereits heute Standard, und auch bei Windenergieanlagen zeichnet sich eine vergleichbare Entwicklung ab. Die knappe Ressource Netzanschluss verstärkt den Trend, sodass perspektivisch nahezu alle Anlagen Speicher integrieren werden.

Sollte ggf. auch der AP2 auf saldierte Mengen begrenzt werden oder sollte er stets wirken, wenn die gewählte Kapazität überschritten wird?

Vgl. oben: Ein Arbeitspreis im Rahmen der Finanzierungskomponente sollte bei Nichtüberschreiten der gewählten Kapazitätsbepreisungsgrenze entfallen. Für überschreitende Mengen könnte ein erhöhte Kapazitätspreis angesetzt werden.

Netzentgelte mit Anreizfunktion

Sollte ein negativer Saldo aus den Entgelten mit Finanzierungsfunktion und mit Anreizfunktion für Speicher möglich sein oder ist ein Mindestbeitrag zur Netzkostendeckung erforderlich?

Ein negativer Saldo sollte möglich sein. Wenn Speicher sich netto insgesamt netzdienlich verhalten und somit die Netzkosten insgesamt reduzieren (und marktliche Optimierung hinten an stellen), dann sollten sie im Umkehrschluss keine Netzentgelte zahlen müssen.

Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Entgelten für Speicher im Jahr 2029 ein? Welche Hürden sehen Sie?

Eine Umsetzung von dynamischen Entgelten für Batteriespeicher im Jahr 2029 erscheint seitens der Projektierer machbar und sinnvoll.