ENERPARC AG • Kirchenpauerstraße 26 • D-20457 Hamburg

Bundesnetzagentur
- Große Beschlusskammer Energie -
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Ihr Ansprechpartner:
[redacted]

Per E-Mail an: gbk@bnetza.de

Hamburg, 27.02.2026

Verfahren zur
Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3];
hier:
Stellungnahme zum Expertenworkshop vom 30.01.2026 (Speichernetzentgelte)

Sehr geehrte Frau Vizepräsidentin Haller,
sehr geehrter Herr Zerres,
sehr geehrte Damen und Herren,

unser Unternehmen begrüßt die Einbindung von Speichern in ein zukünftiges Netzentgeltsystem mit dem Ziel, die Funktionsfähigkeit und Finanzierbarkeit des Stromnetzes langfristig zu optimieren. Auch aus Sicht eines bundesweit tätigen Projektierers und Betreibers von Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie Batteriespeichern ist es ein zentrales Bedürfnis, das Regelungsumfeld für das Stromnetz so zu gestalten, dass die Kosten möglichst gering gehalten werden und die Akzeptanz für die Energiewende hoch bleibt.

Die hierfür geplante Festlegung der BNetzA muss aber präzise ausgestaltet werden, um Investitionsrisiken für Bestandsanlagen und aktuell projektierte Anlagen beherrschbar zu halten. Nur unter dieser Voraussetzung werden weitere Investitionen möglich, nur unter dieser Voraussetzung ist der für die Funktionsfähigkeit des Stromsystems notwendige Zubau von Speichern realistisch zu erwarten.

Bei der Berücksichtigung von Speichern im Netzentgeltsystem sollte außerdem beachtet werden, dass Speicher das Netz nutzen können, aber nicht zwingend nutzen müssen. Damit ergibt sich ein wesentlicher Unterschied zu Verbrauchern, die in jedem Fall auf die Nutzung von Netz und Anschlussleistungen angewiesen sind. Aus diesem Grund sollten Speicher mit eigenständigen Kriterien und Entgelten im AgNes-Prozess berücksichtigt werden. Beispielsweise verläuft ihre Leistungsinanspruchnahme für Ein- und Ausspeisung zumindest in der Regel gegenläufig zur jeweils realen Netzlast – die künftigen Regelungen sollten dieser faktischen Feststellung Rechnung tragen.

ENERPARC AG

Vorstand:
Christoph Koeppen
Frank Müllejans
Stefan Müller

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Dr. Andreas Tietmann

Handelsregister:
Amtsgericht Hamburg
HRB 112789

Umsatzsteuer Ident-Nr.:
DE 26 2727 420

Adresse:
Kirchenpauerstraße 26
D-20457 Hamburg

Tel.: +49 (0) 40-7566449-0
Fax: +49 (0) 40-7566449-65

mail@enerparc.com
https://www.enerparc.de

Ebenfalls in faktischer Hinsicht erscheint es uns zweifelhaft, ob eine flächendeckende Umsetzung der dynamischen Netzentgelte schon ab dem 01.01.2029 tatsächlich gelingen kann. Damit dynamische Netzentgelte eine relevante steuernde Wirkung auf die Netzauslastung gewinnen können, wäre aber erforderlich, dass alle engpassbelasteten Netzbetreiber (vor allem: im Norden und im Süden) gleichzeitig bzw. stichtagsbezogen auch tatsächlich dynamische Netzentgelte einführen. Für die steuernde Wirkung müsste dabei die Höhe der dynamischen Netzentgelte flächendeckend nach einheitlichen Kriterien berechnet und kommuniziert sein, so dass die Anschlussnutzer ihr Verhalten entsprechend den gesetzten Anreizen anpassen können.

Wir heben das Thema der Investitionssicherheit nochmals als zentralen Punkt unserer Stellungnahme hervor und führen hierzu sowie zu ergänzenden Gesichtspunkten aus:

1. **Vertrauensschutz / Übergangsphase**
   Aus Sicht der Branche ist zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur sich sichtbar um eine passende Übergangsregelung für die Einführung der neuen Systematik bemüht.

   ENERPARC ist von der Neuentwicklung in zwei Hinsichten betroffen: Als Betreiber und Projektierer von bisher eher vereinzelten „Stand-Alone“-Batteriespeichern, aber vor allem als Betreiber und Projektierer von „Grünstrom-Co-location“-Batteriespeichern in großem Umfang. ENERPARC plant, zukünftige Photovoltaik-Freiflächenanlagen (geplanter Bauumfang in 2026 ca. 1,5 GW) standardmäßig mit Batteriespeichern auszurüsten, außerdem nach Möglichkeit alle bereits betriebenen Freiflächenanlagen (ca. 300 Freiflächen-PVA im Bestand mit einer Gesamtleistung von ca. 4 GW) entsprechend nachzurüsten. Im laufenden Jahr 2026 plant ENERPARC hierfür ein Bauvolumen von ca. 500 MW Speicherleistung zu errichten, wobei sich ca. 100 MW bereits im Bau befinden.

   ENERPARC hat daher ein hohes Interesse an der Planbarkeit der wirtschaftlichen Belastungen von Batteriespeicher-Projekten, die durch die neue Netzentgeltsystematik eintreten können. Unabhängig von der grundsätzlich starken Unterstützung für die neue Systematik auch aus unserer Sicht und ungeachtet möglicher rechtlicher Überlegungen zum Thema Vertrauensschutz erscheinen für uns dabei folgende Gesichtspunkte wirtschaftlich maßgeblich:

   Projektgruppe A: Bereits errichtete Batteriespeicher

   Bei bereits errichteten und betriebenen Speicherprojekten wirkt sich eine nachträgliche Belastung mit zusätzlichen Mittelabflüssen ausgesprochen problematisch aus: Typischerweise wurden hier die Ertragserwartungen den finanzierenden Banken realistisch vorgestellt und in dieser konkreten Form als Basis der Anlagenfinanzierung akzeptiert. Nachträgliche Belastungen können daher während der Laufzeit des Finanzierungsverhältnisses zu erheblichem Anpassungsbedarf führen, bis hin zu zusätzlichen Forderungen des Kreditgebers. Hier ist nicht auszuschließen, dass diese Projekte bzw. die meist für sie eingerichteten gesonderten Betreibergesellschaften Insolvenzrisiken ausgesetzt werden.

Zudem sind die entsprechend berechneten Ertragserwartungen regelmäßig bereits Gegenstand weiterer wirtschaftlichen Disposition geworden: Die eingeplanten laufenden Erträge wurden bereits als Basis weiterer wirtschaftlicher Aktivität eingesetzt (im Regelfall: weitere Anlagenprojekte). Wegfall bzw. deutliche Verringerung von Erträgen können daher erhebliche Probleme nicht nur für die jeweilige Betreibergesellschaft, sondern auch für den übergeordneten Betreiberkonzern herbeiführen. Konkret: Sollten Entgelte im Bereich der diskutierten Größenordnungen eingeführt werden (z.B.: 6,45 ct/kWh im Bereich der statischen Netzentgelte; 10 ct/kWh im Bereich der dynamischen Netzentgelte), wäre aus unserer Sicht fast sicher mit erheblichen wirtschaftlichen Problemen bis hin zu Insolvenzen zu rechnen. Zur Verdeutlichung der Folgen für einzelne konkrete Projekte legen wir gern (nichtöffentlich) ergänzende Unterlagen und Berechnungen vor.

Im Ergebnis könnte daher eine „ungeschützte“ Einführung von Speichernetzentgelten für diese Projektgruppe erhebliche wirtschaftliche Probleme verursachen, die sich dann auf einzelne Betreibergesellschaften ebenso wie auf Betreiberkonzerne wie etwa ENERPARC negativ auswirken würden. Diese Probleme sollten im Interesse eines fortlaufenden weiteren Zubaus von Batteriespeichern, aber auch der übergeordneten Investitionssicherheit am Standort vermieden werden.

Als Lösungsansatz wäre aus Sicht der Branche vor allem folgendes Modell tauglich:

- Verpflichtende Anwendung der Speichernetzentgelte erst nach einer zeitlich klar festgelegten Übergangsperiode, die hinreichend lang sein müsste, um die jeweilige Finanzierung vertragsgemäß zurückzuführen (nach unseren Finanzierungserwartungen aktuell häufig ca. 8-9 Jahre).
- Diese Regelung könnte verbunden werden mit einer „Opt-in“-Möglichkeit (ggf. unter Gewährung eines wirtschaftlichen Anreizes), um die Ausdehnung des neuen Entgeltsystems auf möglichst viele Batteriespeicher zu fördern.

Projektgruppe B: Projekte mit bereits festgelegter Investitionsentscheidung

Für Projekte, bei denen die bauliche Errichtung erst ansteht, bei denen aber die wesentlichen Investitionsentscheidungen bereits getroffen wurden, stellt sich die Lage im Wesentlichen vergleichbar wie bei der zuvor angesprochenen Projektgruppe A dar. Der Zeitpunkt einer „abschließenden Investitionsentscheidung“ ist nach Branchensicht bei Batteriespeicherprojekten spätestens bei verbindlicher Bestellung der wesentlichen Batteriekomponenten anzusetzen.

Erfahrungsgemäß ist für Projekte, die in dieser Weise den „point of no return“ für die Investitionsentscheidung überschritten haben, in vielen Fällen bereits eine Bankfinanzierung vertraglich vereinbart. Auch insoweit sollte eine Übergangsmethodik ermöglichen, die Anlagefinanzierung geordnet zurückzuführen. Hierbei muss aber berücksichtigt werden, dass hierfür zunächst die Generierung von Erträgen erforderlich ist, also die Inbetriebnahme des Speichers und sein Anschluss ans Netz. Diese Meilensteine dürfte meist aber nicht länger als etwa ein Jahr nach der Bestellung der Komponenten eintreten, sodass der für die Projektgruppe A veranschlagte Zeitraum für eine Übergangsregelung hier ebenfalls passend erscheint.

Auch für die selteneren Ausnahmefälle, in denen der „point of no return“ überschritten, aber eine Bankfinanzierung noch nicht vereinbart ist, ergeben sich keine so wesentlichen Besonderheiten, dass eine deutlich abweichende Behandlung notwendig erscheint.

Projektgruppe C: Projektplanungen vor abschließender Investitionsentscheidung

Hinsichtlich dieser dritten Projektgruppe kann erwartet werden, dass ein angepasster wirtschaftlicher Rahmen als Teil der Investitionsentscheidung von Anfang an berücksichtigt wird. Eine Übergangsregelung erscheint daher grundsätzlich nicht erforderlich. Dennoch ist es auch für diese Projektgruppe sinnvoll, bei der Festlegung des neuen Entgeltrahmens die Sensibilität von Finanzierungsentscheidungen zu berücksichtigen:

Finanzierer beziehen im Rahmen ihrer Risikobewertung regelmäßig alle bekannten Mittelabflüsse in der zu erwartenden Größenordnung rechnerisch ein. Sind einzelne Abflusspositionen bekannt, ein maximaler Betragsrahmen für die dabei zu leistenden Zahlungen aber nicht ermittelbar, kann in den meisten Fällen eine Finanzierungsentscheidung nicht getroffen werden. Bei Mittelabflüssen unklarer Höhe, für die aber Praxiserfahrungen und daraus gewonnene rechnerische Ansätze bestehen, wird es erfahrungsgemäß erst nach Übergangsphasen zuverlässig möglich, hierbei mit Prognosen und Modellrechnungen durch Gutachter zuarbeiten.

Daher wäre es ratsam, zumindest während einer Übergangsphase für die hier behandelte dritte Projektgruppe betragsmäßige Obergrenzen für Mittelabflüsse festzulegen. Diese Obergrenzen müssten hinsichtlich ihrer Beträge so bemessen sein, dass Realisierung und Betrieb der Projekte wirtschaftlich ermöglicht werden. Hinsichtlich der zeitlichen Geltungsdauer derartiger Obergrenzen wäre wie in den Projektgruppen A und B sicherzustellen, dass die Rückführung von Anlagenfinanzierungen ermöglicht bleiben muss.

2. Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Die Konzeption der Entgelte mit Finanzierungsfunktion ist aus Sicht unseres Unternehmens grundsätzlich nachvollziehbar. Sie weist konkrete Vorteile auf (z.B. Saldierungsmethodik). Allerdings ist es hier wesentlich, bei der Einführung der neuen Systematik die oben dargestellten Überlegungen zur Sicherung von Investitionen und zukünftigen Investitionsmöglichkeiten zu berücksichtigen.

Zu einzelnen Gesichtspunkten:

Kapazitätspreis

Kapazitätsbezogene Netzentgeltbestandteil erscheinen uns bei Stromspeichern grundsätzlich besser geeignet als arbeitsbezogene Entgelte, um einen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung zu leisten. Ein Kapazitätspreis sollte unseres Erachtens an die bereitgestellte Anschlusskapazität anknüpfen, nicht an eine Bestellleistung.

Voraussetzung ist jedoch, dass der Kapazitätspreis finanzierungsfähig und kalkulierbar ausgestaltet wird. Für Speicherprojekte ist es essenziell, dass die mit dem Kapazitätspreis verbundenen Zahlungsverpflichtungen ex ante bestimmbar und über die Finanzierungsdauer verlässlich prognostizierbar sind. Entgeltkomponenten, deren Höhe oder Wirkungsweise erst im laufenden Betrieb oder abhängig von kurzfristigen Entscheidungen bestimmt werden, können von Finanzierern regelmäßig nicht angemessen berücksichtigt werden bzw. müssen in maximaler Höhe eingerechnet werden und stellen daher ein erhebliches Investitionshemmnis dar. Im Falle eines jährlich anzupassenden Kapazitätspreises sollte daher mittels einer Deckelung eine gewisse Prognostizierbarkeit sichergestellt werden.

Wechselwirkung mit FCA

Bei der Ausgestaltung des Kapazitätspreises müssen Einschränkungen durch flexible Netzanschlussvereinbarungen zwingend Berücksichtigung finden. Beide Instrumente knüpfen unmittelbar an die bereitgestellte Anschlusskapazität an und wirken daher – wie im Übrigen auch der Baukostenzuschuss – auf denselben wirtschaftlichen Bezugspunkt. Ohne eine koordinierte Ausgestaltung besteht die konkrete Gefahr einer strukturellen Überlagerung und Überbelastung von Speicherprojekten. Ein Kapazitätspreis kann seine Funktion nur dann sachgerecht erfüllen, wenn er sich auf eine tatsächlich verfügbare und nutzbare Anschlusskapazität bezieht, die bei Vereinbarung von FCA meist faktisch eingeschränkt wird. Aus Sicht von ENERPARC kommt für derartige Fälle z.B. eine teilweise oder vollständige Reduktion des Kapazitätspreises, jedenfalls aber eine Begrenzung auf die garantierte bzw. dauerhaft verfügbare Mindestkapazität in Betracht.

Entscheidend ist dabei, dass es nicht den Parteien im Netzanschlussverhältnis überlassen sein sollte, die Berücksichtigung von FCA-Restriktionen individuell auszuhandeln, sondern dass hierfür klare, einheitliche und verbindliche Vorgaben der Bundesnetzagentur formuliert werden. Die bisherige Praxis zeigt, dass individuelle Verhandlungen über FCA-Inhalte und deren wirtschaftliche Auswirkungen einen erheblichen Zeit- und Unsicherheitsfaktor darstellen und damit faktisch eine der zentralen Bremsen für die Anwendung von FCA sind.

Arbeitspreis mit Finanzierungsfunktion

Arbeitsbezogene Netzentgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion (in Form des vorgeschlagenen statischen Arbeitspreises sowie einer Differenzierung in AP1 und AP2) hält ENERPARC hinsichtlich der Stromspeicher grundsätzlich für eher ungeeignet. Statische Arbeitspreise setzen unmittelbar an der bezogenen Energiemenge an und wirken damit direkt auf jede Speicherbewegung, unabhängig davon, ob diese netzbelastend, netzneutral oder netzentlastend ist. Bereits vergleichsweise geringe statische Arbeitspreise können dazu führen, dass wirtschaftlich sinnvolle Speicherfahrweisen unterbleiben oder Speicher nur noch stark eingeschränkt betrieben werden.

Saldierung

Sollte eine arbeitspreisbezogene Netzentgeltkomponente ungeachtet der voranstehend dargestellten Bedenken eingeführt werden, wäre die Saldierung von Ein- und Ausspeisung ausdrücklich begrüßen. Sie wäre dann eine zentrale Voraussetzung, um eine Doppelbelastung gespeicherter und wieder ins Netz zurückgespeister Energiemengen zu vermeiden und die besondere Funktionsweise von Speichern sachgerecht abzubilden.

Dabei ist eine konsistente Saldierung für erzeugungsnahe Speicher, insbesondere Grünstrom-Speicher, besonders wichtig. Für diese Konstellation ist unbedingt zu vermeiden, dass Speicherbewegungen, die innerhalb der Anlagenkombination erfolgen und dabei keine zusätzliche Netzinanspruchnahme verursachen, zur Belastung mit Netzentgelten führen. In Bezug auf Mischstrom-Speicher müssen Saldierungskonzepte so ausgestaltet sein, dass sie mit der Abgrenzungslogik gemäß dem MiSpel-Prozess kohärent zusammenwirken.

Behandlung von Co-Location-Speichern

Aus unserer Sicht erscheint es sinnvoll, die Kombination aus einer Erzeugungsanlage (Photovoltaik-Freiflächenanlage) und einem Batteriespeicher zumindest in denjenigen Fällen als einheitliche ans Netz angeschlossene Anlage zu behandeln, in denen der Batteriespeicher noch nicht die Möglichkeit hat, Strom aus dem Netz zu laden (Grünstromspeicher). Dies wäre hinsichtlich der erforderlichen Messtechnik und hinsichtlich der Administration der deutlich einfachere Weg.

Sobald der Batteriespeicher unter Nutzung der Abgrenzungsoption/MiSpel-Festlegung zum Strombezug aus dem Netz in der Lage ist (Mischstromspeicher), erscheint es jedoch passender, Speicher und Erzeugungsanlage getrennt voneinander zu behandeln. Dabei kann berücksichtigt werden, dass Kombinationen von Erzeugungsanlage und Speicher nach unserer Einschätzung schon jetzt mit Messtechnik ausgestattet werden sollten (und werden), die eine getrennte Messung der relevanten Stromflüsse entsprechend den bisher im MiSpel-Prozess bekannt gewordenen Vorgaben ermöglichen. Diese technischen Planungen dürften nach unserer Einschätzung auch hinsichtlich einer zwischen Erzeugungsanlage und Speicher getrennten Abrechnung des Netzentgelt-Aufkommens ausreichen.

Zur gesonderten Frage der Bundesnetzagentur:
„Wie hoch schätzen Sie das Potential von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden?“
Nach unserer Einschätzung, die bereits für eine Reihe von PVA-Co-Location-Batteriespeichern in der Praxis erprobt wurde, ist das Potenzial ausgesprochen hoch. Diese Einschätzung beruht darauf, dass unser Unternehmen als Teil seines Konzerns auch die Stromvermarktung selbst durchführt (Tochterunternehmen Sunnic Lighthouse GmbH). Die Einschätzung der BNetzA, reine Grünstromspeicher würden „ausschließlich für die Optimierung des Verbrauchs und ggf. die Optimierung der EE-Vermarktung und -Förderung eingesetzt“, können wir dabei nicht bestätigen:

Nach einer anfänglichen Testphase beginnend 2023 ist unser Konzern mittlerweile dazu übergegangen, Co-Location-Batteriespeicher (insbesondere auch ausschließlich mit Grünstrom aus der angeschlossenen PVA gespeiste Batteriespeicher) für eine Vielzahl von Vermarktungsformen zu nutzen: asset backed trading / revenue stacking auf Basis automatisierter Algorithmen; Bereitstellung von Regelenergie (FCR und aFRR) im Day Ahead als stabiler Faktor; Intraday-Handel (virtual cycling) zur Optimierung. Im ENERPARC-Konzern ist als Sonderfall durch die gemeinsame Vermarktung eines großen Anlagenportfolios außerdem noch „portfolio balancing" möglich und sehr hilfreich: Über die Speichernutzung können größere Bilanzkreisabweichungen verringert und die entsprechenden Risiken strukturell minimiert werden. Gern ergänzen wir bei Bedarf zu den konkreten Handlungsformen, bei denen wir aktuell außerdem ständige dynamische Fortentwicklungen sehen.

Die Möglichkeiten der Speichernutzung auch bei reinen Grünstrom-Speichern gehen damit weit über das häufig vorausgesetzte schlichte „peak shaving" mit wenigen Handelsgeschäften pro Tag hinaus. Sie werden sich voraussichtlich noch erweitern, wenn eine Nutzungsmöglichkeit auch für aus dem Netz bezogenen Strom im Rahmen des „MiSpel-Prozesses" etabliert wird. Vor diesem Hintergrund haben dezentrale Speicher bei richtig gesetzten regulatorischen Rahmenbedingungen das Potential, zur tragenden Säule nicht nur der Energiewende, sondern auch der Netzstabilität zu werden.

3. Netzentgelte mit Anreizfunktion

Aus Sicht der Praxis eines Unternehmens, das Projektentwicklung, Anlagenbetrieb und Stromvermarktung kombiniert, ergibt sich ein zwiespältiges Bild hinsichtlich der dynamischen Netzentgeltkomponenten:

Aus der Perspektive der Projektentwicklung stellt sich hier besonders scharf die eingangs thematisierte Frage, inwieweit die möglichen Mittelabflüsse für Finanzierungsentscheidungen hinreichend berechenbar sind. Angesichts der denkbaren und auch hinsichtlich der nötigen Steuerungswirkung grundsätzlich nachvollziehbaren Höhe von max. 10 ct/kWh wäre dies nicht der Fall. Nach aktuellen Bewertungen unseres Unternehmens und der für uns relevanten finanzierenden Banken würde diese Größenordnung Finanzierungsentscheidungen nicht mehr möglich machen. Entsprechend sind hier differenzierte Konzepte für eine Übergangssituation sowie höhenmäßige Begrenzungen die entscheidende Voraussetzung für den weiteren Zubau.

Aus der Perspektive der Stromvermarktung erscheinen dynamische Netzentgeltkomponenten dagegen attraktiv. Sie bieten wirtschaftliche Handlungsmöglichkeiten mit deutlich sichtbarem Ertragspotenzial. Gerade für ein Unternehmenskonzept wie das der ENERPARC-Gruppe, die zentral eine große Anzahl von eigenen Erzeugungsanlagen und Speichern vermarktet, können sich hier erhebliche Möglichkeiten bieten. Auch dies spricht für eine Einführung der dynamischen Netzentgelte, jedoch unter sensibler Berücksichtigung der Ertragssituation bestehender und künftiger Projekte und einer geeigneten Übergangsregelung.

Ergänzend wäre allerdings dem Fehlschluss vorzubeugen, dass diese Ertragspotenziale sozusagen das Gegengewicht für potenzielle Mittelabflüsse bieten könnten und damit in der Gesamtschau

Finanzierungsentscheidungen am Ende doch deutlich erleichtern würden. Dies ist zumindest aktuell nach unserer Einschätzung nicht der Fall: Finanzierungsentscheidungen würden denkbare Mittelabflüsse in voller Höhe einpreisen. Denkbare Ertragserwartungen wären jedoch kaum zu berücksichtigen. Dies wird erst dann möglich, wenn branchenakzeptierte prognostische Gutachter-Bewertungen vorliegen, wovon nach unserer Praxiserfahrung jedenfalls zur Zeit noch nicht ausgegangen werden kann. Dabei ist in jedem Fall aber auch zu erwarten, dass ein potentieller Finanzierer selbst nach Vorlage derartiger Prognosen erhebliche Risikoabschläge auf denkbare Einnahmen ansetzen würde.

Zu weiteren Gesichtspunkten:

Zur gesonderten Frage der Bundesnetzagentur:
„Wie verhält sich das dynamische Entgelt zu bestehenden FCA-Beschränkungen?“
Die uns derzeit bekannten FCA-Restriktionen orientieren sich überwiegend an last- bzw. einspeisegeprägten Netzsituationen und knüpfen damit regelmäßig an typische Belastungsschwerpunkte im Netz an. Dies betrifft insbesondere zeitliche Einschränkungen der Einspeisung oder Leistungsbegrenzungen in Phasen hoher gleichzeitiger Einspeisung, etwa zur Mittagszeit bei hoher PV-Erzeugung. Vor diesem Hintergrund gehen wir davon aus, dass dynamische Netzentgelte und FCA-Restriktionen in vielen Fällen gleichgerichtete Signale setzen werden. Soweit FCA-Regelungen beispielsweise eine Einspeisebegrenzung in Zeiten hoher Netzlast oder hoher EE-Einspeisung vorsehen, ist zu erwarten, dass dynamische Netzentgelte in denselben Zeitfenstern ein entsprechend belastendes Preissignal senden. Umgekehrt ist davon auszugehen, dass Zeiträume mit geringer Netzbelastung sowohl geringere oder negative Preissignale als auch weniger oder keine FCA-Eingriffe aufweisen.

Zur gesonderten Frage der Bundesnetzagentur:
„Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Entgelten für Speicher im Jahr 2029 ein? Welche Hürden sehen Sie?“
Nach unserer Einschätzung sind die Hürden für die Umsetzbarkeit der neuen Regelung im Jahr 2029 für die Bereiche der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber getrennt zu betrachten:

Aus Sicht der Anlagenbetreiber dürften die entsprechenden Konzepte bereits im Jahr 2029 in vielen Fällen technisch und administrativ umsetzbar sein. Besonders in einer Unternehmenspraxis, die laufend eine Vielzahl mittelgroßer Speicher (durchschnittlicher Leistungswert 10-20 MW) realisiert, erscheint die Reaktion auf die neuen Anforderungen möglich. Dies könnte für Anlagenbetreiber, die vergleichsweise wenige Speicheranlagen seit längerer Zeit betreiben, allerdings deutlich schwieriger sein, da diese auf laufende Anpassungen/Umrüstungen im Zweifel nicht eingestellt sein werden.

Hinsichtlich der Umsetzungsperspektive auf Seiten der Netzbetreiber legen bundesweit umfangreiche Praxiserfahrungen allerdings die Befürchtung nahe, dass in vielen Fällen eine Umsetzung in dem vorgesehenen Zeitrahmen nicht bzw. nur uneinheitlich erfolgen könnte: Zum einen werden Abrechnungen von für engpassbezogenen Massen-Zahlungsvorgängen (Redispatch-

Ausgleich) bisher nur eingeschränkt zuverlässig automatisiert abgewickelt. Dies lässt vermuten, dass auch die automatisierte Umsetzung der entsprechenden Preissignale nicht zuverlässig flächendeckend erfolgen könnte. Zum anderen verlaufen größere Umsteuerungen der Netzbetreiber-Praxis in Punkten, die für die Netznutzung zentral sind, bisher nur schleppend. Dies betrifft insbesondere die Etablierung der gemeinsamen Nutzung von Netzanschlusspunkten (Co-Location Wind/Solar/Batteriespeicher) und die dafür vorgesehenen technischen Festlegungen, außerdem die Entwicklung der nötigen rechtlichen Handlungsformen (flexible Netzanschlussvereinbarungen). Positive Entwicklungen zeichnen sich hier zwar ab, sind aber von der erforderlichen flächendeckenden Umsetzung noch weit entfernt.

Behandlung von Co-Location-Speichern
Hinsichtlich der Behandlung von Co-Location-Speichern gelten die obigen Ausführungen unter Ziffer 2 zu den Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion entsprechend (bei Grünstromspeichern gemeinsame Behandlung zusammen mit der verbundenen Erzeugungsanlage sinnvoll; getrennte Behandlung bei Mischstromspeichern, Abgrenzungsmöglichkeit vorausgesetzt). Bei Grünstromspeichern ist die Flexibilität durch die EE-Erzeugung naturgemäß begrenzt. Anreizmechanismen müssen diese Einschränkungen berücksichtigen. Eine pauschale Gleichbehandlung mit netzgekoppelten Speichern würde dazu führen, dass Signale ins Leere laufen oder wirtschaftlich nicht tragfähig sind.

4. Baukostenzuschuss

ENERPARC erkennt an, dass Baukostenzuschüsse (BKZ) grundsätzlich ein etabliertes Instrument zur Abbildung netzanschlussbezogener Kosten sind und der Internalisierung von Netzausbaukosten dienen sollen. In diesem Sinne können BKZ geeignet sein, die Bereitstellung von Netzanschlusskapazität verursachungsgerecht zu bepreisen. Für Stromspeicher - insbesondere für Co-Location- und Multi-Use-Speicher – führt die geplante Ausgestaltung des BKZ jedoch zu einer Reihe grundlegender Fragen:

a) Begrenzte Lenkungswirkung des BKZ bei Co-Location-Speichern

Die Annahme, über Baukostenzuschüsse eine effektive Standortsteuerung für Stromspeicher zu erreichen, erscheint aus Sicht von ENERPARC für Co-Location-Speicher nur eingeschränkt tragfähig. Die Standortwahl solcher Speicher ist in der Praxis regelmäßig durch den Standort der EE-Erzeugungsanlage, durch verfügbare Flächen, Genehmigungsfragen sowie durch bestehende Netzanschlusspunkte vorgeprägt. Anders als bei klassischen Letztverbrauchern oder Erzeugungsanlagen besteht für Co-Location-Speicher häufig keine echte Standortalternativität, auf die ein BKZ lenkend einwirken könnte.

b) Gefahr der Doppel- und Überbelastung bei Multi-Use-Speichern

Für Multi-Use-Speicher kommt erschwerend hinzu, dass der BKZ nicht isoliert, sondern im Zusammenspiel mit weiteren Instrumenten wirkt. Bereits heute sind Speicherprojekte regelmäßig mit netzbetreiberseitigen Einschränkungen (z. B. in Form von FCA) konfrontiert, die die wirtschaftliche Nutzung der Anschlusskapazität begrenzen. Wenn zusätzlich ein Baukostenzuschuss auf die volle Anschlusskapazität erhoben wird, obwohl diese faktisch nicht

uneingeschränkt genutzt werden kann, entsteht ein Missverhältnis zwischen Kostenbelastung und tatsächlicher Netznutzung.

Aus Sicht von ENERPARC ist insbesondere die Wechselwirkung zwischen Baukostenzuschüssen und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen von zentraler Bedeutung und bislang unzureichend adressiert. In der Praxis werden Stromspeicher zunehmend nur noch unter der Maßgabe umfangreicher betrieblicher Einschränkungen an das Netz angeschlossen. Diese Einschränkungen betreffen insbesondere die zeitliche und leistungsbezogene Nutzung des Netzanschlusses und führen dazu, dass die bereitgestellte Anschlusskapazität strukturell nicht vollumfänglich genutzt werden kann. Vor diesem Hintergrund ist es aus ENERPARC-Sicht nicht vertretbar, Baukostenzuschüsse unabhängig von der tatsächlichen Nutzbarkeit der Anschlusskapazität zu erheben. Ein BKZ, der an eine theoretisch verfügbare, tatsächlich aber dauerhaft oder regelmäßig eingeschränkte Anschlussleistung anknüpft, führt zu einer systematischen Überbelastung von Speicherprojekten. Dies gilt umso mehr, als die Einschränkungen regelmäßig einseitig durch den Netzbetreiber vorgegeben werden und der Speicherbetreiber faktisch keine Möglichkeit hat, diesen Bedingungen auszuweichen. ENERPARC hält es daher für zwingend erforderlich, dass bei der Ausgestaltung des Baukostenzuschusses verbindlich berücksichtigt wird, ob und in welchem Umfang ein Speicherprojekt betrieblichen Einschränkungen durch flexible Netzanschlussvereinbarungen unterliegt.

Wird der BKZ zudem mit weiteren kapazitätsbezogenen Entgeltkomponenten kombiniert (z. B. einem Kapazitätspreis im Rahmen der Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion), besteht die konkrete Gefahr einer kumulativen Belastung derselben Anschlusskapazität. Gerade für Co-Location-Projekte kann dies zu einer wirtschaftlichen Überforderung führen und Investitionsentscheidungen verhindern, obwohl diese kombinierten Projekte systemisch erwünscht sind.

c) BKZ und Co-Location: geteilte Netzanschlüsse nicht benachteiligen

Co-Location-Speicher leisten einen wesentlichen Beitrag zur effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur, indem sie Erzeugungsanlagen und Speicher über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt bündeln und damit Netzausbau vermeiden oder reduzieren können. Die Netzentgeltsystematik – einschließlich des BKZ – darf die geteilte Nutzung von Netzanschlüssen nicht benachteiligen, sollte sie aber zumindest neutral behandeln.
Ein BKZ-Regime, das Co-Location-Speicher faktisch so behandelt, als würden sie einen zusätzlichen, eigenständigen Netzanschluss verursachen, liefe diesem Ziel zuwider. Insbesondere muss vermieden werden, dass für die Kombination aus EE-Anlage und Speicher insgesamt höhere Baukostenzuschüsse anfallen als für die EE-Anlage allein, obwohl der Speicher zumindest netzentlastend wirken und jedenfalls die Anschlussinfrastruktur besser auslastet.

d) Einheitliche „Leitplanken“ und Berücksichtigung von Betriebseinschränkungen

Vor diesem Hintergrund hält ENERPARC eine starke Harmonisierung der BKZ-Systematik für erforderlich. Einheitliche Leitplanken durch die Bundesnetzagentur können dazu beitragen, regionale Verzerrungen und eine uneinheitliche Behandlung durch einzelne Netzbetreiber zu vermeiden. Dies ist insbesondere deshalb geboten, weil Speicherprojekte erfahrungsgemäß

in einer asymmetrischen schwächeren Verhandlungsposition gegenüber Netzbetreibern stehen.

Zudem sollte der BKZ – ebenso wie andere Finanzierungsbeiträge – in seiner Höhe und Anwendung die tatsächlichen betrieblichen Einschränkungen des Netzanschlusses berücksichtigen. Wird ein Speicher im Rahmen des Netzanschlusses in seiner Bezugs- oder Einspeisefähigkeit beschränkt, sollte dies auch bei der Bemessung des Baukostenzuschusses reflektiert werden. Andernfalls droht eine strukturelle Übersteuerung, die den wirtschaftlichen Betrieb und damit den weiteren Ausbau von Speichern gefährdet.

5. Besonderheiten bei erzeugungsnahen Speichern

Erzeugungsnahe Speicher nehmen im Stromsystem eine strukturell andere Rolle ein als rein netzgekoppelte Stand-alone-Speicher, jedenfalls soweit sie aus dem Netz keinen Strom beziehen der dies nur in geringem Maß tun. Sie dienen vor allem der Marktintegration und der wirtschaftlichen Absicherung von EE-Anlagen. Dies gilt im besonderen Maße für Speicheranlagen, die im Rahmen einer Innovationsausschreibung gefördert werden. Diese Besonderheiten müssen bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik berücksichtigt werden, um Fehlanreize und systematisch falsche Belastungen zu vermeiden.

Co-Location-Speicher ermöglichen die Entkopplung von Erzeugung und Einspeisung und leisten damit einen Beitrag zur Begrenzung von Netzausbau. In dieser Funktion sind erzeugungsnahe Speicher in ihrer Fahrweise regelmäßig nicht frei optimierbar, sondern durch das Erzeugungsprofil der EE-Anlage sowie durch Förder- und ggf. auch Abgrenzungslogiken geprägt. Regulatorische Annahmen, die von einer jederzeit verfügbaren, hochflexiblen Einsatzfähigkeit ausgehen, greifen für diese Anlagenklasse daher zu kurz.

Für Rückfragen und einen weiterführenden Dialog stehen wir Ihnen jederzeit gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

ENERPARC AG

[redacted]

Rechtsanwalt/Legal Counsel