Stellungnahme ECO STOR GmbH
„Orientierungspunkte: Speichernetzentgelte“

Kirchheim bei München, den 27.02.2026

Wir, die ECO STOR GmbH, möchten hiermit eine Stellungnahme zu dem Papier „Orientierungspunkte Speichernetzentgelte“ Vorschlag der Bundesnetzagentur vom 16.01.2026 [GBK-25-01-1#3] im Zuge des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) einreichen. Die Stellungnahme soll an unseren gemeinsamen Beitrag mit dem Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) im Expertenaustausch vom 30.01.2026 in Bonn, sowie an die verbandsübergreifende Stellungnahme von BVES und dem Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) anknüpfen und dabei einzelne relevante Details ergänzen.

1. Zusammenfassung

- Wir sind überzeugt, dass das allgemeine Wohlfahrts-Optimum im Zusammenspiel von **dynamischen Netzentgelten, dynamischen FCAs und weitgehendem Verzicht auf die Erhebung statischer Netzentgelte** für Speicher liegt.

- Das Wohlfahrts-Optimum im Betrieb von Speicheranlagen entsteht in einer Abwägung eines **Zieledreiecks zwischen Systembetreibbarkeit, Netznutzen und finanzieller Tragfähigkeit**, dessen Aspekte wir in unserer Stellungnahme vertieft behandeln.

- Zur Frage des Vertrauensschutzes postulieren wir, dass **schutzwürdiges Vertrauen** nicht allein durch Auslegung von Rechtsnormen, sondern **aus einem Gesamtbild entsteht**, zu dem insbesondere auch **das Senden von Signalen und das Agieren der Vertrauensgeber** gezählt werden muss. Der Gesetzgeber hat mit der Novellen des §118 (6) und Einführung des §11c EnWG vertrauensbildende Signale an eine investitionsbereite Industrie gesendet, die ihrerseits mit einem beispiellosen Investitionsboom reagiert hat. Die Bundesnetzagentur hat bis heute nicht von ihrem Recht der Abweichungskompetenz Gebrauch gemacht. **Beide Vertrauensgeber haben** dadurch aktiv oder passiv **das Vertrauen in den Bestand des §118 (6) EnWG untermauert.**

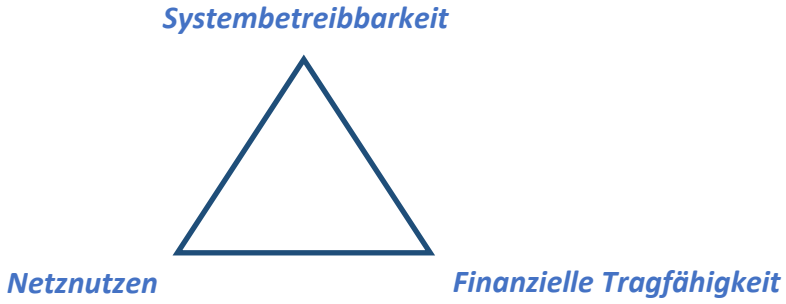
- **Den Vertrauensschutz in Frage zu stellen lohnt sich im Übrigen nicht.**
  Unter Würdigung des aufwendigen gerichtlichen Durchsetzens, der potenziell schwerwiegenden Konsequenzen für den Investitionsstandort Deutschland und des marginalen finanziellen Nutzens wäre ein angemessener Kosten-Nutzen-Effekt nicht gewährleistet, sodass aus ökonomischen Erwägungen ein Verzicht auf vorzeitige Aufhebung und unechte Rückwirkung bzgl. §118 (6) EnWG in Betracht zu ziehen wäre.

2. Notwendigkeit von Flexiblen Netzanschlussverträgen (FCAs)

In dem Maße, wie Netzkapazität zunehmend knapp und gleichzeitig die Errichtung neuer Kapazitäten teurer und langwieriger wird, rücken Strategien des intelligenten Umgangs mit knappen und teuren Wirtschaftsgütern in den Vordergrund.

Zieledreieck im Speicherbetrieb

Mit Blick auf den Betrieb netzgekoppelter Speicher spannt sich hieraus ein Zieledreieck zwischen *Systembetreibbarkeit*, *Netznutzen* und *finanzieller Tragfähigkeit* auf:



- **Ziel 1: Systembetreibbarkeit sicherstellen**
  Speicher weisen für das Stromnetz bisher nichtgekannte hochdynamische technische Einsatzmöglichkeiten auf und agieren an Kurzfristmärkten mit schwer prognostizierbarem Einsatzprofil. Bei einer geringen Speicherpenetration von aktuell wenigen GW in Deutschland sind Betriebseinschränkungen für Speicher nicht immer zwingend. Das ändert sich durch den Speicherhochlauf in Richtung der Zielgrößen des NEP. Um vor diesem Hintergrund die Systembetreibbarkeit des Übertragungs- bzw. Verteilnetzes zu wahren, müssen Netzbetreiber klar definieren, welche neuen betrieblichen Leitplanken für Speicher eingeführt werden müssen. Hierzu gehören je nach Prozessen und Digitalisierungsgrad der Systemführung Regelungen zu Rampen, Regelleistungs-Limits, Einspeise- und Bezugslimitierungen, sowie die Einbindung in den Redispatch-Prozess mit ggf. Notwendigkeit zum vorzeitigen Einfrieren von Speicherfahrplänen.
  Mit zunehmendem Digitalisierungsgrad der Systemführung können betriebliche Regelungen für Speicher weniger restriktiv ausgestaltet werden, weshalb wir an dieser Stelle auch einen Appell zur Anreiz-Gestaltung für Netzbetreiber für zügige und konsequente Umsetzung digitaler Prozesse und Instrumente in der Netzführung machen. Es würde neue Freiheitsgrade für Optimierungen in Richtung der Ziele 2 und 3 schaffen.

- **Ziel 2: Netznutzen optimieren**
  Neben diversen marktlichen Aspekten des Systemnutzens von Speichern gibt es Optimierungspotenzial des Speicherbetriebs mit Blick auf den Netznutzen[1]. Netzbetreiber können den Betrieb eines Batteriespeichers ergänzend zum Redispatch-Prozess (sofern

[1] NEON und Consentec: Systemdienlichkeit von Großbatterien - Analyse der Auswirkung von Großbatterien auf Strommarkt und Stromnetz und Bewertung von Instrumenten zur Stärkung der Netzdienlichkeit. neon.energy/systemdienlichkeit-grossbatterien

sie ihn nutzen) in klar abgegrenztem und planbarem Ausmaß vorgeben, um Netzausbaukosten (CAPEX) sowie Netzbetriebskosten (OPEX) einzusparen. Hierzu gehören Leitplanken der Netzneutralität und verbindliche Vorgaben für Netzdienlichkeit im engeren Sinne wie z.B. Laden bei EE-bedingten Engpässen oder Einspeisung bei Lastengpässen.
Die Einführung symmetrischer dynamischer Netzentgeltes kann ergänzend zu FCAs dem Ziel 2 zur Optimierung des Netznutzens zugeordnet werden.

- **Ziel 3: Finanzielle Tragfähigkeit und damit Investitionsanreize wahren**
  Die Regelungen und Parameter zur gesicherten Systembetreibbarkeit und des optimierten Netznutzens eines Speichers belasten unmittelbar dessen finanzielle Tragfähigkeit. Das Ausmaß ist entscheidend. Die Tragfähigkeit muss über den kapitalmarktüblichen Kipppunkten für Investitionsentscheidungen bleiben. Daher müssen die Regelungen auf eine Weise ausgestaltet werden, dass trotz eines engen betrieblichen Korsetts ausreichende und planbare marktliche Erlösperspektiven verbleiben. Im Hinblick auf überwiegend von privaten Akteuren bzw. dem Kapitalmarkt getragene Infrastruktur-Investitionen unter Verzicht auf staatliche Absicherung ist eine für den Kapitalmarkt übliche Renditeerwartung sicherzustellen.

Erfolgsrezept dynamisches FCA

Wir bewerten eine flächendeckende Einführung von dynamischen FCAs, die umfassend Systembetreibbarkeit sicherstellen und den Netznutzen optimieren, als ökonomisch sinnvoll. **Es ist das passende Werkzeug zur Maximierung von Wohlfahrt im Zieledreieck des Speicherbetriebs**. In dem Zusammenhang sind FCAs nicht als freiwilliger Vertrag zu verstehen, sondern als notwendiges und **dauerhaftes Instrument zu ökonomisch rationalem Umgang mit dem knappen und teuren Wirtschaftsgut Netz**.

Bei der Ausgestaltung von FCA-Bedingungen ist allerdings größte Sorgfalt auf die finanzielle Tragfähigkeit zu legen. Bei Einsatz der effizientesten Mittel zur Wahrung von Systembetreibbarkeit und Netznutzen kann man Schnittmengen zur finanziellen Tragfähigkeit finden. Diese liegen nach unseren Erfahrungen in der Praxis vornehmlich im Bereich von sogenannten volldynamischen FCAs. Diese regeln betriebliche Einschränkungen und Vorgaben kurzfristig und damit stets ursachengerecht sowie passgenau.

Positivbeispiele hierzu sind u.a. das von Schleswig-Holstein Netz AG oder Allgäunetz GmbH & Co. KG. jeweils entwickelte FCA-Modell. Auf gutem Wege der Lösung des Zieledreiecks ist ebenfalls das in Entwicklung befindliche gemeinsame FCA-Modell der Übertragungsnetzbetreiber.

Was diese Positivbeispiele gemeinsam haben: Sie wahren sowohl die oben geschilderten Investitionsanreize und erfüllen gleichzeitig alle Voraussetzungen für Systembetreibbarkeit und Netznutzen. Im Ergebnis ist bei Anwendung finanziell tragfähiger dynamischer FCAs von einem kontinuierlichen und marktlich finanzierten Ausbau von Speicherkapazitäten auszugehen, die in der Folge ihren Systemnutzen und Netznutzen entfalten können.

Viele im Markt diskutierte Konzepte von FCAs berücksichtigen dieses Erfolgsrezept heute noch nicht und überschreiten damit Kipppunkte der finanziellen Tragfähigkeit.

3. Wechselwirkungen von FCAs und Speichernetzentgelten

Investitionsentscheidungen werden stets mit Blick in die Zukunft getroffen

Die Bundesnetzagentur könnte die Tragfähigkeit von Speichernetzentgelten aus dem Marktgeschehen der letzten Jahre ableiten. Das erachten wir als nicht plausibel. Die hohe Preisvolatilität an den Kurzfristmärkten, die sich infolge der Covid-Krise und des Ukraine-Kriegs gezeigt hat, kann deswegen keine Grundlage für die Bewertung der Tragfähigkeit von Netzentgelten sein, da diese unvorhersehbar, nicht wiederholbar und damit nicht Teil von Investitionsentscheidungen sein können. Die dadurch zeitweise erhöhten Speicherrenditen sind nicht mit den zukünftig zu erwartenden, kapitalmarktüblichen Renditen gleichzusetzen und müssen in einem Wirtschaftssystem auf Grundlage der sozialen Marktwirtschaft als Zufallsgewinn ohne Abschöpfungsbestreben zugelassen werden.

Wird heute eine Investitionsentscheidung getroffen, liegt ihr jeweils die finanzielle Tragfähigkeit einer Zukunftserwartung zugrunde. Diese wird in einem Businessplan über die zukünftige 15- bis 20-jährige Investitionsperiode ermittelt. Aktuelle Businesspläne sehen signifikant geringere Erlöserwartungen der zukünftigen 15-20 Jahre im Vergleich zu den Jahren 2022-2025 vor. Die konkreten für Investitionsentscheidungen herangezogenen Prognosen sind geschütztes Firmenwissen von Marktexperten und nicht öffentlich zugänglich. Damit der Bundesnetzagentur dennoch die künftige Businessplan-Perspektive sichtbar wird, haben wir im Nachgang zum Expertenworkshop vom 30.1.26 eine Vielzahl von unabhängigen Marktexperten und Gutachtern aufgefordert, ihre Analysen zu veröffentlichen und für Stellungnahmen im Rahmen des AgNes Verfahrens bereitzustellen. In der gemeinsamen Stellungnahme des BVES und bne sind diese Analysen hinterlegt. Man kann den Analysen die jeweiligen Kipppunkte des Investitionsanreizes entnehmen und in drei Bereiche einteilen:

- **Speicher ohne FCA: finanzierbar, aber in der künftigen Praxis irrelevant**
  Nicht von FCA-Bedingungen „belastete“ Speicher können einen Kapazitätspreis von maximal 6-10 €/kW tragen. Da in der Praxis dieser Fall in Zukunft kaum mehr vorkommen sollte (vgl. Ziel 1), ist die Erkenntnis irrelevant.

- **Speicher mit günstigem FCA liegen am Kipppunkt - ohne Netzentgelte-Tragfähigkeit**
  Der Speicher-Businessplan liegt für gewisse effizient geregelte FCA-Bedingungen (z.B. Positivbeispiele, s.o.) am Kipppunkt der finanziellen Tragfähigkeit. Zusätzliche Netzentgelte wären für Speicher nicht mehr tragfähig.

- **Speicher mit ungünstigem FCA unterhalb des Kipppunktes**
  Diverse andere Konstellationen von FCA-Bedingungen sind unterhalb des Kipppunktes und auch ohne zusätzliche Netzentgelte nicht finanzierbar. Wir können gerne auf Nachfrage der Bundesnetzagentur von diversen Speichervorhaben aus unserem Hause berichten, die unter diesen Voraussetzungen aufgegeben werden mussten.

Notwendige Absicherungsinstrumente erhöhen Komplexität und drücken Renditen

In den Analysen der Marktexperten sind Erlöse grundsätzlich als „Merchant“ angenommen. Es bedeutet, dass der Speicher keinerlei Absicherung zu den Erlösen hat. Die Einnahmen bestimmen sich allein aus dem Tagesgeschäft an den Marktplätzen für den Kurzfristhandel und Systemdienstleistungen. Diese sind Einflüssen aller Art ausgesetzt und von den Anlagenbetreibern nicht beeinflussbar. Um trotz der erheblichen Unsicherheiten anteilig etwas Planbarkeit für den Businessplan zu erhalten und diesen über die Risikoschwelle der Bankfinanzierbarkeit zu heben, hat sich am Markt ein nicht-staatliches Absicherungsinstrument etabliert, das sogenannte „Tolling“. Es bedeutet, dass ein Dritter (i.d.R. ein finanzstarker Energiemarktakteur oder eine Versicherung) das Marktrisiko für eine limitierte Zeit in der Zukunft (5 bis max. 7 Jahre) übernimmt und mit seiner finanziellen Stärke für das Erreichen von vereinbarten Mindesterlösen in dem anteiligen Zeitraum der Investitionsperiode einsteht. Als Gegenleistung vereinnahmt der Akteur sämtliche Mehrerlöse oberhalb des garantierten Tolling-Preises. Es wirkt wie eine Versicherung, deren Zweck die Ermöglichung von Bankfinanzierungen darstellt, allerdings auch einen gewichtigen Teil der Merchant-Erlöse als „Versicherungsprämie“ abgreift und damit die Projektrenditen substanziell drückt. Im Kontext von FCAs ist das Ermitteln eines fairen Tolling-Preises hochkomplex und führt in der Konsequenz zu FCA bedingten Preisabschlägen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass **Tolling-Verträge ein zwingendes Instrument der Fremdfinanzierung geworden sind** und der Business-Case durch die „Versicherungsprämie“ bzw. die Beteiligung des Tollers an den Erlösen des Speicherbetriebs belastet wird. Die Tragfähigkeit für Speichernetzentgelte wird hierdurch zusätzlich belastet. **Werden (statische) Speichernetzentgelte trotzdem erhoben, können Investitionsanreize spätestens mit Einbeziehung von Tolling endgültig erlöschen**.

4. Abwägung zwischen FCAs und Speichernetzentgelten

Ökonomisch effizienter Vorrang von FCAs

Da nur wenige, besonders effiziente FCA-Konstellationen finanzielle Tragfähigkeit aufweisen, könnte die Bundesnetzagentur zum Schluss kommen, dass Speicher besser ohne FCA an das Netz angeschlossen werden sollten, um mehr Finanzierungsbeitrag über Speichernetzentgelte leisten zu können.

Dies widerspräche unseres Erachtens den Effizienz-Leitlinien der Regulierungspolitik. Zum einen sind die betrieblichen Einschränkungen zur Sicherstellung der Systembetreibbarkeit (Ziel 1) nicht optional, sondern eine zwingende Voraussetzung von Seiten der Netzbetreiber. Optional sind vielmehr zusätzliche Verhaltensregeln für einen messbaren Netznutzen (Ziel 2). Sollte man in FCAs auf Regelungen zur Optimierung des Netznutzens (Ziel 2) verzichten, würde der dann anfallende Netzausbau jedoch unverhältnismäßig teuer in Relation zur potenziellen zusätzlichen finanziellen Tragfähigkeit für Speichernetzentgelte ausfallen: Man würde sämtliche netzkosten-optimierende Eigenschaften des Speicherbetriebs in netzneutraler und netzdienlicher Betriebsweise ungenutzt lassen. Diese Abwägung wäre nicht effizient.

Ökonomisch effizient wäre es hingegen, die je nach FCA-Bedingungen gegebene Tragfähigkeit der Speicher-Businesspläne vorrangig zur Optimierung des Netznutzens (Ziel 2) vorzuhalten. Überlegungen zur **zusätzlichen Beaufschlagung von statischen Speichernetzentgelten sollten im Rahmen des Zieledreiecks nachgeordnet** behandelt werden. Würde man das nicht tun, riskierte man die Abweisung der Investitionsentscheidungen und damit auch den Verlust sämtlicher system- und netzdienlicher Wohlfahrtsgewinne des Speicherbetriebs.

5. Vorschlag eines tragfähigen Zielmodells

Aus den bisher genannten Gründen leiten wir folgende Schlussfolgerungen für ein Zielmodell in Einklang mit dem Zieledreieck ab:

- **Abkehr vom KP/AP1/AP2 Zielmodell für Speicher** aufgrund der nicht gegebenen finanziellen Tragfähigkeit (vgl. Analysen in der BVES & bne Stellungnahme).

- **Erhebung eines Kapazitätspreises in Höhe von maximal 10, besser 6 €/kW/Jahr** für **nicht von FCAs betroffenen Anlagen** in Anlehnung an Strommärkte mit bereits fortgeschrittener Speicherintegration (vgl. Länder wie UK: 7€/kW/Jahr).
  Obwohl der Diskussionsvorschlag der Bundesnetzagentur zur Erhebung eines Kapazitätspreises auf die Höhe der Speicherverluste eine ähnliche Größenordnung einnehmen würde, hätte **ein fester und über die Investitionsperiode unveränderlicher Kapazitätspreises (6-10€/kW) Vorteile** für die Planbarkeit und damit Finanzierbarkeit. Außerdem wäre er technologieoffen.

- Anerkennung, dass die Erhebung eines Kapazitätspreises für unbeschränkte Anlagen theoretisch und deshalb in der Praxis nahezu irrelevant ist, da allein schon für die Sicherstellung der Systembetreibbarkeit (Ziel 1) signifikante Einschränkungen im Speicherbetrieb in Kauf genommen werden müssen. Deshalb:
  Verzicht auf die Erhebung eines Kapazitätspreises bei von FCA betroffenen Speicheranlagen. Hierbei ist der genaue Inhalt des FCAs unerheblich, da bereits die zwingenden Leitplanken zur Sicherstellung der Systembetreibbarkeit (Ziel 1) im jeweiligen Netzgebiet die finanzielle Tragfähigkeit an den Rand der Investitions-Kipppunkte führen kann.

- Einführen von **dynamischen Netzentgelten für alle Speicher** mit Inbetriebnahme **ab dem 4.8.2029**. Dabei ist eine schrittweise Annäherung an die finale Höhe der Preissignale über einen Zeitraum mehrerer Jahre erforderlich, um ein initiales Übersteuern und dadurch ungewollte Kollateralschäden während des Hochlaufs zu vermeiden.

- Für Speicher mit Inbetriebnahme **vor dem 4.8.2029** erachten wir **eine freiwillige Opt-In Regelung** für dynamische Netzentgelte als angemessen. Eine verpflichtende Anwendung dynamischer Netzentgelte ab 1.1.2035 erachten wir für diese Anlagen als zumutbar, da bis dahin die Risiken der ersten Finanzierungsperiode weitgehend überwunden sein sollten, sodass eine nachträgliche Einführung dynamischer Netzentgelte in den Bestand zu überwiegend milden finanziellen Konsequenzen führen würde.

- **Gestaffelter und verpflichtender BKZ-Rabatt in Anerkennung der Ziel 2 Wirksamkeit**
  - 80% BKZ-Rabatt bei Netzneutralität aufgrund der Nichtverursachung von vorgelagertem Netzausbau für den Speicheranschluss
  - 100% BKZ-Rabatt bei Netzdienlichkeit aufgrund der Vermeidung von Netzausbau für den Anschluss von Anlagen Dritter

6. Vertrauensschutz in Frage stellen lohnt sich nicht

Vertrauensbildende Signale überwiegen rechtliche Zweifel

Ungeachtet der rechtlichen Aspekte bei vorzeitiger Aufhebung des §118 (6) EnWG und unechter Rückwirkung möchten wir festhalten, dass mit der Speicherbranche ein systemrelevanter Industriezweig auf die Bestandskraft des § 118 (6) vertraut und auf Grundlage dieser Regelung investiert hat. Kein Akteur der Branche hat faktisch ein ernsthaftes rechtliches Risiko durch die im Jahr 2021 und 2023 ergangenen Regelungen (EuGH-Urteil, §118 EnWG Novelle) in Erwägung gezogen. Vielmehr hat der Gesetzgeber mit der Einführung des §11c EnWG im Jahr 2024 und dessen jüngste Bestärkung Ende 2025 weitere vertrauensbildende Signale an die Speicherindustrie gesendet und das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Speicheranlagen nochmals ausdrücklich normiert. Die Speicherindustrie reagierte entsprechend mit einem beispiellosen Investitions-Boom.
Auch die Bundesnetzagentur hat bis heute nicht Gebrauch von ihrer Abweichungskompetenz in §118 (6) EnWG gemacht, was passiv Signale in den Markt zur Akzeptanz seitens der Bundesnetzagentur bzgl. der bestehenden gesetzlichen Regelung sendet. Auf dieser analogen Grundlage beruht das allgemeine schutzwürdige Vertrauen in den Rechtsstaat und dessen Gesetze wie z.B. das EEG, das der Gesetzgeber bislang nicht abgeschafft hat, obwohl er die Kompetenz dazu hätte und kontroverse Debatten darum führt.

Die Speicherindustrie hat mit dem Investitions-Boom bewiesen, dass sie ein faktisches Vertrauen in die Bestandskraft des §118 (6) hat. Ein Vertrauensbruch hätte dementsprechend schwerwiegende Konsequenzen, die unseres Erachtens nicht im Verhältnis zum Nutzen stünden. Jenseits der rechtlich komplexen Fragestellung um die unions- und verfassungsrechtliche Zulässigkeit einer unechten Rückwirkung möchten wir Licht auf die ökonomische Sinnhaftigkeit und Effizienz dieser Option werfen:

(A) Das Durchsetzen wäre aufwendig

Das Durchsetzen der im Orientierungspunktepapier angedeuteten Anwendung der Neuregelungen auf Bestandsanlagen ist mit hohen rechtlichen Unsicherheiten verbunden und ruft langwierige Verfahren mit schlussendlicher Zuständigkeit des EuGH hervor. Die Konsequenzen wären gravierend:

- Rechtsunsicherheit und daraus ein über Jahre ausbleibender Speicherzubau (AgNes Speicherlücke in zweistelliger GW-Höhe, siehe ECO STOR / BVES Expertenbeitrag vom 30.1.26). Der volkswirtschaftliche Schaden der AgNes Speicherlücke allein liegt im Mrd.€ Bereich (vgl. Abschnitt zu Systemnutzen in BVES & bne Stellungnahme)
- Gleichzeitig würden kostbare Ressourcen bei Gerichten, Klägern und Beklagter-Seite über Jahre blockiert werden, die ansonsten für die Umsetzung der Energiemarkt-Transformation zur Verfügung stünden.

(B) Das Durchsetzen hätte schwere Konsequenzen

Die Folge wäre ein zumindest mittelfristig irreparabler Flurschaden am Investitionsstandort Deutschland. Es ist der über Jahrzehnte etablierte Investoren-Schutz, von dem der Investitionsstandort Deutschland im internationalen Vergleich bislang maßgeblich profitiert hat. Dies ist an den im internationalen Vergleich geringen Finanzierungszinsen für Infrastruktur-Investitionen messbar. Diesen auch nur ansatzweise zu beschädigen, birgt Risiken unabsehbarer Konsequenzen über den Stromsektor hinaus.

(C) Der maximale finanzielle Nutzen wäre eng begrenzt

Bei Umsetzung der unechten Rückwirkung wäre nach unserer Einschätzung von den potenziell vom Vertrauensschutz nicht mehr gedeckten Anlagen kein signifikanter Finanzierungsbeitrag für die allgemeinen Netzentgelte zu erwarten. Wir wagen die Hypothese, dass das finanzielle Ausmaß des potenziellen Nutzens unerheblich wäre.

Verzicht auf Rückwirkung

Unter Würdigung des aufwendigen gerichtlichen Durchsetzens (A), der potenziell schwerwiegenden Konsequenzen für den Investitionsstandort Deutschland (B) und des unerheblichen finanziellen Nutzens (C) wäre ein angemessener Kosten-Nutzen-Effekt nicht gegeben, sodass aus ökonomischen Erwägungen **ein Verzicht auf vorzeitige Aufhebung bzw. Verzicht auf unechte Rückwirkung im Kontext des § 118 (6) EnWG in Betracht zu ziehen ist**.

Über einen weiterführenden Austausch zu Praxiserfahrungen mit FCAs und den Sensitivitäten bei den Abwägungen im betrieblichen Zieledreieck stehen wir jederzeit zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

[redacted]

Geschäftsführung ECO STOR GmbH