OTH REGENSBURG

OTH REGENSBURG • POSTFACH 12 03 27 • 93025 REGENSBURG

[redacted]

Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg
Seybothstraße 2, 93053 Regensburg

[redacted]

An die Bundesnetzagentur
Große Beschlusskammer Energie
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Regensburg, 27.02.2026

Stellungnahme zur Konsultation „Orientierungspunkte Speichernetzentgelte“ (AgNes) Verfahrensnummer: GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Akteur an der Schnittstelle von Forschung und Anwendung im Bereich Speichertechnologien und in der Praxis beteiligter und erfahrener Speicherbetreiber nehme ich hiermit Stellung zum Papier der Beschlusskammer vom 16.01.2026.

Basierend auf der aktuellen Marktsituation und technischen Notwendigkeiten führe ich folgende Punkte an:

1. Speicher als Bedingung für den EE-Ausbau
Speicher sind essenziell für das Gelingen der Energiewende. Ohne Speicher ist kaum ein weiterer EE-Ausbau möglich, da negative Strompreise nicht allein durch Lastmanagement aufgefangen werden können. Sie verhindern die Entwertung erneuerbarer Erzeugung und sichern die Systemstabilität.

2. Paradigmenwechsel: Von der Netzsynchronität zur Speichersynchronität
Es geht bei der Synchronisierung von Erneuerbaren nicht mehr nur um die klassische Netzsynchronität, sondern zwingend auch um die **Speichersynchronität**. Netze sorgen für den räumlichen Ausgleich, Speicher für den zeitlichen Ausgleich. Nur wenn Speicher parallel ausgebaut werden, ist ein stabiles, klimafreundliches erneuerbares Energiesystem inkl. Sektorenkopplung technisch stabil.

3. Klare Definitionen von Netzdienlichkeit und Anreiz über dyn. Netzentgelte statt starrer Vorgaben
Die aktuell angewandte Definition der Bayernwerk Netz GmbH der „Netzdienlichkeit“ ist zu eng gefasst. Sie Sie suggeriert, Netzdienlichkeit sei nur gegeben, wenn der Speicher im Besitz der Netzbetreiber sind und **netzausbau-vermeidend** sind. Hingegen wird die Netzneutralität als **netzengpass-vermeidend** definiert.

Ein Speicher, der Netzengpässe vermeidet, ist bereits **netzdienlich**.

Großspeicher stabilisieren den Netzbetrieb aktiv:
- Auf ÜNB-Ebene tragen sie über Regelleistung zur Frequenzhaltung bei
- Auf VNB-Ebene tragen sie durch Blindleistungserbringung zur Spannunghaltung bei
- In beiden Fällen können sie Engpassmanagement leisten und z. B. bei Solarspitzen kaum einspeisen und in Hochlastzeiten auf Bezug verzichten.

Dynamische Netzentgelte können ein solches positives Verhalten anreizen und sind besser geeignet, als fest Hüllkurven oder starre Rampenvorgaben.

Großspeicher dämpfen zudem die Strompreise und sorgen für einen sicheren Netzbetrieb, wenn sie netzdienlich eingesetzt werden. Speicher können aber auch „netzschädlich“ wirken, wenn sie bei hohen EE-Anteilen einspeisen und bei hoher Last den Bezug erhöhen. Dynamische Netzentgelte können diesem marktgetriebenen Verhalten entgegenwirken.

Eine Verengung der Definition auf „Netzdienlich = VNB“ und „Systemdienlich = ÜNB“ ist viel zu kurz gegriffen, da das System auch andere Sektoren umfasst. Siehe dazu unsere via Nationalen Wasserstoffrat separat eingereichte Stellungnahme zu „Systemdienlichen Elektrolyseuren“.

Ich verweise für die Definition von **System- und Netzdienlichkeit** auf unsere früheren (und nahezu ersten Definitionen) der Netzdienlichkeit von Speichern im BEE-Gutachten „Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung“ von 2015 (Anlage 1 und hier verfügbar: https://www.researchgate.net/publication/312951377_Der_positive_Beitrag_dezentraler_Batteriespeicher_fur_eine_stabile_Stromversorgung_Kurzstudie_im_Auftrag_des_BEE_eV_und_der_Hannover_Messe) und in unserem Standardwerk „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“ (SpringerNature Verlag, letzte Auflage von 2017) https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-48893-5.

Ich zitiere (BEE-Studie 2015):

- Ein netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern senkt im Gegensatz zu einem marktgetrieben Einsatz die Kosten des Verteilnetzausbaus.
- Eine Technologie ist dann netzverträglich, wenn sie den Anforderungen der Netzbetreiber an Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit in ihren Netzen entspricht.
- Netzdienlichkeit bezeichnet ein über die Netzverträglichkeit hinausgehendes Verhalten im Stromnetz, das aktiv zur Stabilisierung und zum reibungslosen Betrieb beiträgt. Erste Ansätze sind im KfW-Förderprogramm und dem FNN-Hinweis bereits realisiert.
- Systemdienlich ist ein (Batterie-)Speicher dann, wenn sein Betriebsverhalten dem übergeordneten Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems dient. Dazu gehört, dass sein Einsatz bestmöglich das fluktuierende erneuerbare Dargebot an den Strombedarf anpasst und damit Schwankungen der Residuallast minimiert. Auf diese Weise dient er sowohl dem Netzbetrieb als auch dem Eigenverbrauch.
- Systemverträglichkeit beschreibt - ähnlich der Netzverträglichkeit im Verhältnis zur Netzdienlichkeit - eine der Systemdienlichkeit untergeordnete Erfüllung der Mindestanforderungen, die eine sichere Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems gewährleisten und gleichzeitig einen wirtschaftlichen und netzdienlichen Betrieb vereinbaren.

4. Analyse der Barrieren: Systemsicherheit durch Kooperation statt durch Trägheit

Die Flexible Connection Agreements (FCA) bringen derzeit nicht die erhoffte Erleichterung. Während Speicherbetreiber den Netzbetreibern in großen Schritten entgegenkommen, blockieren diese den Prozess oft durch veraltete, analoge Leittechnik. Die aktuelle VNB-Strategie der **„Absicherung durch Maximal-Restriktion“** ist volkswirtschaftlich schädlich.

- **Problem 1: Extreme Rampenbeschränkungen (Gradienten)** Die Forderung nach teils 60-minütigen Rampen (z. B. eine E.On Tochter in der NE3) ist technisch nicht begründbar, wenn zeitgleich Anschlüsse an der Sammelschiene mit 10–14 Min. operieren. Ebenfalls Rampen von 9-10 min aufgrund analoger und humaner Fehlermöglichkeiten in der Leittechnik/Netzbetriebsführung sind kein Kriterium, die Speicher zu restriktiveren. Dies ist ein Planungs- und Digitalisierungsproblem, kein Speicherproblem.
    - Lösungsansatz*:* Standortbezogene Grenzwerte und dynamische Rampen (1–5 Min.) bzw. best-practice Netzzustandsprognosen statt pauschaler Einschränkungen.
- **Problem 2: Restriktive Regelleistung (RL) & Pauschale Deckelung** Eine Deckelung der RL auf 1 bzw. 5 % der Anschlussleistung ist ein „Blindflug“ der Netzplanung und kostet den Speicher die Wirtschaftlichkeit der nächsten Jahre.
    - Lösungsansatz*:* Dynamisches Engpassmanagement. Einschränkung der RL nur in nachgewiesenen Engpasszeiten (Meldung 2 Tage vorher).
- **Problem 3: Nichtbankfähige Vertragsbedingungen (NAV & TAB)** Ein zu 100 % sofort fälliger Baukostenzuschuss (BKZ) bei Unterschrift sowie dynamische, sind nach Inbetriebnahme ändernde TABs ohne Bestandsschutz sind eine Blockade für jede Speicherfinanzierung. Keine Bank gibt Kredite bei fehlender Planungssicherheit und „sich möglicherweise ändernder TABs“.
    - Lösungsansatz*:* Zahlungsmeilensteine (5–30 % Start, Rest bei Zuschaltung) und Bestandsschutz für technische Parameter während der Kreditlaufzeit.
- **Problem 4: Blindleistung & Diskriminierung** Speicher sollen Blindleistung kostenfrei erbringen, während klassische Netzbetriebsmittel (STATCOMs) als Netzinvestition vergütet werden. Blindleistung verursacht Wirkleistungsverluste und Alterung und muss daher als Dienstleistung anerkannt und vergütet werden.
    - Lösungsansatz*:* Technische Fähigkeiten der Speicher (Blindleistung, Q at Night, Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit) nutzen statt bestrafen und verhindern.

5. Beantwortung der Konsultationsfragen

- **Negativer Saldo:** Ich befürworte, dass ein positiver Saldo aus Entgelten mit Anreizfunktion möglich sein muss. Sobald eine Schwelle die positiven Effekte eines dynamischen Netzentgelts begrenzt, wird das anzureizende Verhalten (Netzdienlichkeit) gedeckelt.
- **Umsetzbarkeit dynamischer Entgelte:** Eine Einführung bis 2029 ist für Neuanlagen grundsätzlich händelbar. Entscheidend für die Standortwahl sind jedoch verlässliche Langfristprognosen zu diesen Entgelten.

Als Untermauerung meiner Argumentation verweise ich auf die Analyse der ökonomischen Auswirkungen von Netzentgelten und FCAs aus den aktuellen Modellierungen von Aurora Energy Research und AFRY, Feb. 2026 (Anlage 2 und 3).

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Speicher ist hochsensibel gegenüber Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen. Die folgenden Daten belegen, dass die vorgeschlagenen Orientierungspunkte der BNetzA den „Business Case" für den Markthochlauf ab 2029 gefährden:

1. Die „Make-or-Break"-Schwelle bei Netzentgelten

- Hürde für Investitionen: Marktübliche Mindestrenditen für Speicherprojekte liegen derzeit bei ca. 9 % IRR.
- Kritische Kapazitätsentgelte: Bereits ein kapazitätsbasiertes Netzentgelt von 24 €/kW/Jahr drückt die Projekt-Rendite (IRR) unter diese 9 %-Marke – selbst wenn der Netzanschluss uneingeschränkt (netzwirksam) ist.
- Kumulativer Effekt: Kommen zu diesen Entgelten noch restriktive FCAs hinzu, sinkt die kritische Schwelle sogar auf nur noch 11 €/kW/Jahr. Alles darüber hinaus macht Investitionen faktisch unmöglich.

2. Negative Synergien durch restriktive FCAs (Flexible Connection Agreements)

Die Modelldaten zeigen, dass technische Restriktionen die Erlöspotenziale stark beschneiden:

- Ancillary Services Cap: Eine Deckelung der Teilnahme an Regelleistungsmärkten (FCR/aFRR) auf z. B. 25 % der Nennkapazität entzieht den Projekten in der wichtigen frühen Marktphase die notwendige Liquidität (nach 2029 rechnet fast keiner mehr mit diesen Märkten aufgrund hoher Sättigung, daher gehen die Speicherkapazitäten auch hoch auf 4 h Systeme, um im Stromhandel die Fixkosten zu decken (von Geld verdienen ist hier noch nicht die Rede).
- Schedule Freeze & Ramping: Ein 3-stündiger Handelsstopp vor Lieferung (Schedule Freeze) verhindert die Partizipation am lukrativen Intraday-Markt (IDC). In Kombination mit Rampenbeschränkungen (z. B. 0-100 % in 9 Minuten) wird die technische Überlegenheit von Speichern gegenüber trägen fossilen Kraftwerken künstlich unterdrückt.

3. Das Risiko des „Fadenrisses" ab 2029

- Wirtschaftlichkeit im Sinkflug: Da Regelleistungsmärkte bereits Sättigungstendenzen zeigen und Arbitrage-Margen durch steigende Speicherkapazitäten perspektivisch sinken, wirken zusätzliche Kosten wie der 100 % Baukostenzuschuss (BKZ) oder hohe Arbeitspreise auf Verluste (AP2) wie ein Markteintrittsstopp.
- Standortrisiko: Ohne eine Fortführung der Netzentgeltbefreiung oder den Übergang zu echten dynamischen, anreizorientierten Entgelten wird die aktuelle Pipeline an Projekten nicht realisiert. Dies führt zu einer Verfehlung der Klimaziele und unnötig hohen Redispatch-Kosten.

Fazit zu Stromspeichern

Es braucht weiterhin die **Befreiung der Netzentgelte** bis 2029 und **reduzierte Baukostenzuschüsse**. Da die Wirtschaftlichkeit bereits nachlässt (gesättigte RL-Märkte, sinkende Arbitrage), führen massive Einschränkungen (Hüllkurven, Rampen, BKZ) zum Blockieren des Speicherzubaus und in der Folge des EE-Ausbaus und dem Verfehlen der VWL-Ziele (Klima, Resilienz, Energiesouveränität).

Die seitens BNetzA andiskutierte rückwirkende Erhebung von Netzentgelten auf bereits gebaute Speicher bzw. jene mit NAV ist Gift für die Energiewende und den AAA-Finanzstandort Deutschlands. Wir brauchen **Bestandsschutz**! Daher ist von einem solchen Vorhaben strikt abzusehen!

Die Branche bietet das **netzdienliche FCA (PV-Peak-Laden)** auf dem Silbertablett an. Dies löst Netzprobleme aktiv. Werden diese kooperativen Ansätze blockiert, werden Speicher ungleichmäßig über Deutschland zugebaut – z. B. eher in Schleswig-Holstein als in Bayern. Die Netzphysik ist aber überall dieselbe. Warum sollen also Ansätze, die an einer Stelle in der Bundesrepublik funktionieren, nicht auf andere übertragbar sein? Vor allem vor dem Hintergrund, dass die Solareinspeisung besser prognostizierbar ist als die Windeinspeisung. Die Physik ist in Schleswig-Holstein die gleiche wie in Bayern; es mangelt lediglich an abgestimmten Regelkonzepten und einer volldynamischen Netzbetriebsführung.

Appell an die BNetzA: **Unterstützen Sie die Netzbetreiber** bei der beschleunigten Einführung dieser digitalen, **volldynamischen Netzbetriebsführung** und einer pragmatischen – für alle Seiten im Interessenausgleich **eingeführten Nutzung von FCAs**.

Speicher- und Flächennetzbetreiber schaffen es (in vielen Fällen) nicht von allein. Selbst ein von mir über Staatsminister Aiwanger initiierter Speichergipfel im Freistaat Bayern hat keine Abhilfe gebracht.

Dieser **Interessensausgleich** ist wichtig, gerade bei den monopolartigen Strukturen von Netzen (s. Abbildung 1).

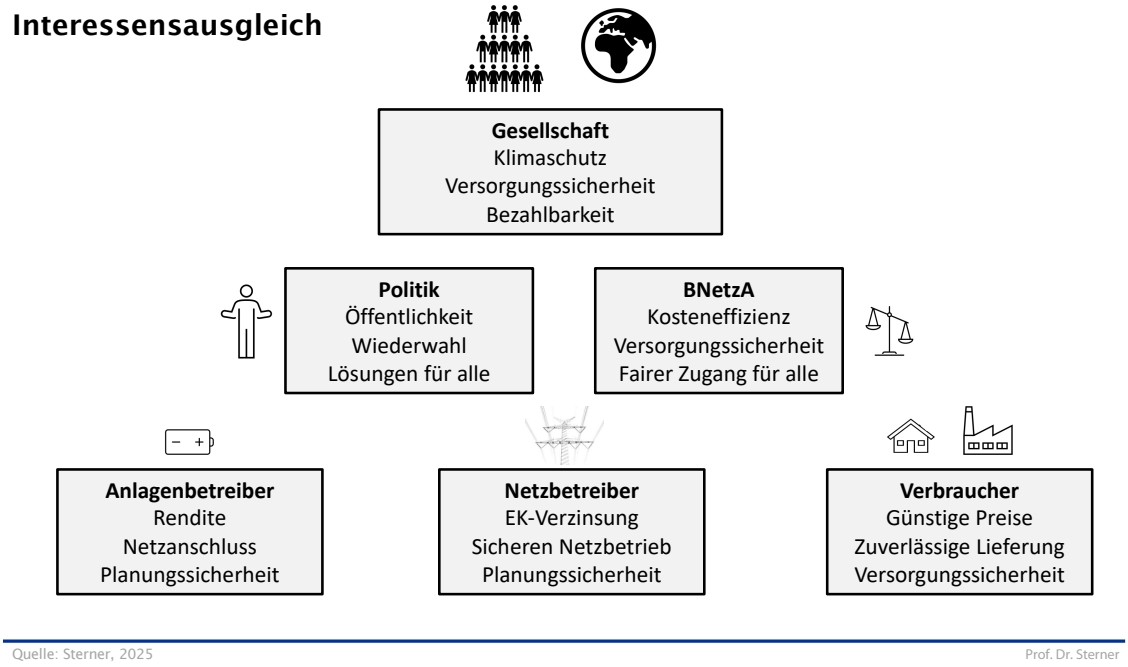

Abbildung 1: Interessensausgleich zwischen allen Akteuren

Ergänzend füge ich mein Sondervotum in der NWR Stellungnahme „Systemdienliche Elektrolyseure“ als Stellungnahme zu den Fragen und Diskussionen um die **Rolle von Elektrolyseuren** bei (Anlage 4):

Elektrolyseure bilden in Kombination mit Gasspeichern und der Rückverstromung (KWK, H2-ready-Gaskraft) die einzige technische Möglichkeit, Wind- und Solarstrom in ausreichenden Umfang mit vorhandener Technologie saisonal zu speichern und damit Dunkelflauten klimaneutral zu überbrücken und die Versorgungssicherheit national aus eigener Kraft zu stemmen. Das Einspeichern erfolgt über Elektrolyse in optionaler Kombination mit einer Methanisierung (Power-to-Gas) unter Nutzung von CO_2 (z. B. aus Biogas). Das erneuerbare Gas wird in Gasspeichern (Kavernen, Poren, Biogas) gespeichert und später über Gaskraft (H2-ready, KWK) rückverstromt. Neben dieser Funktion als Langzeitspeicher (Stromspeicher, Power-to-Power) ermöglichen Elektrolyseure die Defossilisierung der anderen Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie (Sektorenkopplung).

Elektrolyseure sind also keine Letztverbraucher, sondern haben eine wichtige Funktion für einen stabilen Netzbetrieb, die Systemintegration erneuerbarer Energien und den Klimaschutz.

Das netzbedingte Abregeln von Wind- und Solarenergie und dessen Ausgleich durch fossile Kraftwerke (Redispatch) führt jährlich zu Mehrkosten für Stromverbraucher von mehreren Milliarden Euro und Mehremissionen an Treibhausgasen, die den Industriestandort Deutschland und das Klima unnötig belasten. Daher benötigen wir die vier Flexibilitäten Netzausbau, flexible Erzeugung, flexible Lasten und Speicher, die alle unterschiedliche Eigenschaften haben und daher gesetzlich unterschiedlich zu behandeln sind. Der Netzausbau löst nur das räumliche Verteilungsproblem, flexible Lasten sind im Potenzial begrenzt. Beide Flexibilitäten sind keine Lösung für die Dunkelflaute, die derzeit durch die flexible Erzeugung mit Kohle- und Gaskraft abgesichert wird. Das ist teuer und klimaschädlich und hält Deutschland in der Abhängigkeit von fossilen Importen. Auch auf importierten Wasserstoff für flexible Kraftwerke ist kaum Verlass (s. abgesagte Pipelines) bzw. dieser führt zu weiteren Importabhängigkeiten und weniger Autarkie und Resilienz in Deutschland. Um die Dunkelflaute zu überbrücken und auch im Winter alle Stromverbraucher wie E-Autos und Wärmepumpen zuverlässig mit erneuerbarer Energie zu versorgen, bedarf es der Langzeitspeicherung via Elektrolyse.

Die derzeitigen Insolvenzen im Wasserstoffsektor zeigen, dass die Kostenbelastung für grünen, heimischen Wasserstoff zu hoch sind und damit das 10 GW Elektrolyseziel in weite Ferne rückt. Ein finanzieller Mühlenstein ist der Baukostenzuschuss, der die Kosten für grünen Wasserstoff unnötig erhöht, wie in Abbildung 2 deutlich wird.

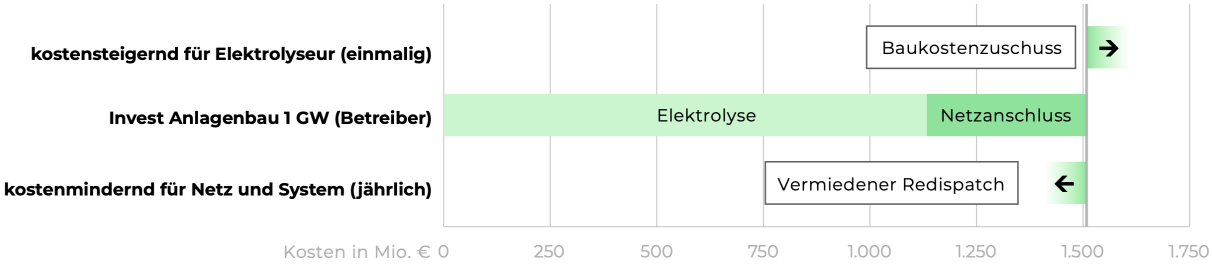

Abbildung 2: Investitionskosten eines Elektrolyseprojekts in Deutschland. Zahlreiche Beispiele aus dem netztechnischen Norden zeigen, dass die Redispatchkosten durch große, systemdienliche Elektrolyseure in Millionenhöhe gesenkt werden können. Desto näher diese an Netzengpässen sind, desto größer der Effekt. Daher ist es sinnvoll, solche Standorte zu präferieren. Datenquelle: Projektierer, Netzbetreiber, Simulationen. Siehe auch „Gemeinsame Stellungnahme der Unternehmen der Norddeutschen Wasserstoffstrategie aus 5 Bundesländern zu Baukostenzuschüssen (Strom) für Elektrolyseanlagen", September 2024

Er ist sachlich nicht gerechtfertigt: Elektrolyseure zahlen den Netzanschluss (Kabel, Einschleifung, teils Umspannwerke). Der BKZ dient aber zur Finanzierung des nachgelagerten Netzausbaus. Systemdienliche Elektrolyseure vermeiden nachgelagerten Netzausbau und integrieren überschüssigen Wind- und Solarstrom (Nutzen statt Abregeln). Das senkt die Kosten für grünen Wasserstoff und verbessert dessen Wettbewerbsfähigkeit. Sie können den finanziellen Schaden von negativen Strompreisen und Redispatch mindern und in Nutzen wandeln und damit auch die System- und Netzkosten senken. Sie tragen zu einer effizienteren Auslastung des Stromnetzes bei. Sie sichern als Teil eines Langzeitspeichers die Stromversorgung (Regelleistung, Langzeitreserve), erhalten in der Dunkelflaute den Stromnetzbetrieb und ermöglichen damit den Kohleausstieg (gesicherter Leistung). Sie stärken die Resilienz der Stromversorgung durch heimische Energieträger und damit die nationale Sicherheit. Sie sind systemrelevant. Darüber hinaus schaffen sie regionale Energieökosysteme in denen Produktion, Abnahme und Verbrauch effizient über die Sektoren hinweg miteinander gekoppelt sind. Das stärkt die regionale Wertschöpfung. Dieser netz- und systemdienliche Unterschied zu anderen steuerbaren Lasten rechtfertigt eine gesonderte Behandlung von Elektrolyseuren.

Die regionale Verteilung des Elektrolyseurs-Ausbaus kann auch ohne Investitionshemmnisse angereizt werden. Der netz- und systemdienliche Betrieb kann über einen flexibler Netzanschlussvertrag zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer sichergestellt werden. Die Einnahmen durch den BKZ werden bei den Netzbetreibern als kostenmindernde Erlöse angesetzt - d. h. die Finanzierung des Netzausbaus scheitert nicht an der BKZ-Befreiung systemdienlicher Elektrolyseure oder anderer Speicher.

- **Befreiung von Baukostenzuschüssen:** Aus diesen genannten Gründen ist es sinnvoll und empfehlenswert, systemdienliche Elektrolyseure (welche Netzausbau vermeiden, erneuerbare Energien integrieren, Netzkosten senken und einen Beitrag Versorgungssicherheit leisten) während des Wasserstoffhochlaufs vom BKZ zu befreien und nur zur Finanzierung des eigenen Netzanschlusses, aber nicht des nachgelagerten Netzausbaus heranzuziehen. Das unterstützt den Wasserstoffhochlauf in Deutschland.

- **Anreizstrukturen für Netz- und Systemdienlichkeit:** Damit Elektrolyseure ihr volles Potenzial als flexible Lasten entfalten können, benötigen sie Preissignale, die den tatsächlichen Netzzustand widerspiegeln. Dynamische Netzentgelte sind hierfür ein essenzielles Instrument, das aber mit Behutsamkeit (und Bestandsschutz) eingeführt werden sollte.

- **Vermeidung von Doppelbelastungen:** Die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff hängt maßgeblich von den Strombezugskosten ab. Die AgNes-Systematik sollte so ausgestaltet werden, dass netz- und systemdienliches Verhalten konsequent belohnt wird, statt lediglich starre Lastprofile zu sanktionieren. Die Befreiung der Netzentgelte bis 2029 sollte Bestand haben (Planungssicherheit).

Mit freundlichen Grüßen,

[redacted]

Anlagen 1-4