



Shell-Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zu Speichernetzentgelten: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, im Rahmen des laufenden Konsultationsverfahrens zur geplanten AgNes-Netzentgeltreform Stellung zu nehmen. Die Thematik der Netzentgelte für Batteriespeicher sowie für Elektrolyseure ist für unser Unternehmen von hoher Relevanz – sowohl im Hinblick auf unsere Investitionsentscheidung in den bereits in Betrieb genommenen Elektrolyseur RefHyne I sowie den im Bau befindlichen 100-MW-Elektrolyseur RefHyne II (FID 2024) als auch im Kontext unserer Aktivitäten im Bereich der Batteriemarktoptimierung.

Zusammenfassend unterstützen wir die Zielrichtung der AgNes-Reform, empfehlen jedoch insbesondere:

- **Bestandsanlagen durch angemessene Übergangsregelungen oder einen belastbaren Bestandsschutz vor rückwirkenden Belastungen zu schützen,**
- **Anreizmechanismen für Elektrolyseure an deren tatsächliche und technisch bedingte Betriebsflexibilität anzupassen** und standortbezogene Signale überwiegend auf Neuanlagen zu beschränken,
- **Netzentgelte nicht für Stromspeicher mit existierender Netzentgeltreduktion eingeführt werden,** um den Vertrauensschutz zu erhalten und die Wirtschaftlichkeit bestehender Projekte nicht negativ zu beeinträchtigen
- **Stromspeicher bei EE-Anlagen separat behandelt werden,** um Arbitrage und die systemdienliche Nutzung von Stromspeichern zu ermöglichen

Elektrolyseure

Als Betreiber eines bereits errichteten und in Betrieb befindlichen Elektrolyseurs (RefHyne I u. RefHyne II) unterstützen wir grundsätzlich das Ziel, Netzentgelte systemadäquat und effizienzsteigernd auszugestalten. Elektrolyseure leisten einen Beitrag zur Systemintegration, indem sie vorrangig in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung betrieben werden und in systemkritischen Stunden ihren Verbrauch reduzieren. Eine angemessene Bepreisung kann diesen Beitrag sinnvoll stärken.

Von zentraler Bedeutung ist jedoch, dass die geplanten Neuregelungen keine unerwarteten, ex post wirkenden Belastungen für **bestehende sowie im Bau befindliche (nach FID) Elektrolyseure erzeugen**. Die Errichtung unserer Projekte erfolgte unter einem regulatorischen Rahmen, der für einen definierten Zeitraum eine Netzentgeltentlastung vorsah. Dieser Rahmen war integraler Bestandteil unserer Investitionsgrundlage sowie unserer vertraglichen und finanziellen Ausgestaltung. Eine kurzfristige Abkehr hiervon würde zu **faktisch rückwirkenden Effekten** führen und das Vertrauen von Erstinvestoren in die Verlässlichkeit regulatorischer Zusagen nachhaltig beeinträchtigen. Frühzeitige Projekte trugen signifikant höhere Risiken und sollten daher durch angemessene Übergangs- und Vertrauensschutzmechanismen vor nicht antizipierbaren Mehrbelastungen bewahrt werden.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Flexibilitätsoptionen von Elektrolyseuren durch europäische Vorgaben zur RFNBO-Produktion begrenzt sind. Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 verlangt eine **monatliche**, ab dem 1. Januar 2030 eine **stündliche** zeitliche Deckungsgleichheit zwischen PPA-Erzeugung und Elektrolyserverbrauch. Damit sind Elektrolyseure verpflichtet, dem Erzeugungsprofil des zugrunde liegenden PPA zu folgen. Dies reduziert die Möglichkeit, kurzfristige netzseitige Preissignale umzusetzen, ohne die RFNBO-Konformität zu gefährden.

Darüber hinaus verfügen Elektrolyseure nur über eingeschränkte kurzfristige Laständerungsfähigkeiten. Ein effizienter und anlagenschonender Betrieb erfordert stabile Betriebsstunden; kurzfristige Lastsprünge sind aus technischen Gründen nur begrenzt darstellbar. Anreizinstrumente müssen daher **technisch umsetzbar** und **planbar** sein. Andernfalls besteht die Gefahr, dass dynamische Netzentgelte nicht als steuernde Preissignale wirken, sondern **de-facto Strafcharakter** entwickeln.

Des Weiteren möchten wir auf potenziell widersprüchliche Anreizwirkungen zwischen Elektrolyseuren und den erneuerbaren Erzeugungsanlagen hinweisen, die diese über PPAs beliefern. Negative Netzentgelte für den Elektrolyseur können gleichzeitig positiven Einspeiseentgelten für die Erzeugungsanlage gegenüberstehen, die eine Einspeisereduktion incentivieren. Da Elektrolyseure gemäß RFNBO-Vorgaben nur bei synchroner erneuerbarer Erzeugung betrieben werden dürfen, würden solche gegenläufigen Signale faktisch wirkungslos und nicht systemdienlich.

Mit Blick auf zukünftige Projekte erkennen wir die potenzielle Systemwirksamkeit standortdifferenzierter Netzentgelte an. Studien von Übertragungsnetzbetreibern und Fachinstitutionen zeigen, dass der Standort neuer Elektrolyseure erheblichen Einfluss auf Engpasssituationen und Systemkosten haben kann. Ein solcher Standortanreiz ist jedoch **ausschließlich bei Neuanlagen wirksam**, da lediglich diese ihre Standortwahl noch an entsprechenden Signalen ausrichten können. Für Bestandsanlagen würde die Einführung solcher Entgelte keinen systemischen Mehrwert stiften.

Hinzu kommt, dass der gegenwärtige Wasserstoffbedarf überwiegend in den südlichen Regionen Deutschlands besteht, während im Norden kein entsprechendes Abnahmenvolumen vorhanden ist. Die für die Versorgung der südlichen Nachfragezentren erforderliche Pipelineinfrastruktur befindet sich noch im Aufbau, sodass ein verfrühter regulatorischer Druck auf Elektrolyseurstandorte nicht zweckmäßig erscheint.

Abschließend möchten wir betonen, dass der deutsche Wasserstoffhochlauf bereits durch lange Genehmigungsprozesse, unklare Förderkulissen und ausgeprägte Investitionsunsicherheit verlangsamt wird. Die Einführung kurzfristiger und unvorhersehbarer Zusatzbelastungen für bestehende Produktionsanlagen und für Anlagen, für die bereits Investitionsentscheidungen getroffen wurden, würde diese Entwicklung weiter hemmen. Ein **verlässlicher, planbarer und rechtssicherer Übergang** in ein neues Netzentgeltsystem ist daher unerlässlich, um das Vertrauen von Investoren zu erhalten und die Realisierung geplanter Projekte nicht zu gefährden. Häufige, kurzfristige oder rückwirkend wirkende regulatorische Änderungen würden die Investitionsbereitschaft im Wasserstoffsektor nachhaltig schwächen.

Stromspeicher

Stromspeicher stellen dem System die zunehmend benötigte Flexibilität zur Verfügung und tragen zur Integration erneuerbarer Energie bei. Damit sind sie ein wesentlicher Teil der Energiewende.

Wir sehen die mögliche rückwirkende Einführung von Netzentgelten für Stromspeicher mit bestehender Netzentgeltentlastung sehr kritisch, da Investitionsentscheidungen auf Basis dieser Entlastung getroffen wurden. Eine nachträgliche Änderung stellt den Vertrauensschutz in Frage und hat einen negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der getätigten Investitionen.

Zudem ist es wichtig, dass die Einführung von Netzentgelten für Stromspeicher im Zusammenhang mit anderen Instrumenten gedacht wird, wie etwa flexiblen Netzanschlussvereinbarungen oder der Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten.

Insgesamt möchten wir darauf hinweisen, dass eine Einordnung möglicher Speichernetzentgelte ohne eine Kenntnis über die Höhe der Netzentgelte und von einzelnen Netzentgeltkomponenten nicht möglich ist. Hier sind Informationen über mögliche Quantifizierungen dringend notwendig.

In Hinblick auf das von der Bundesnetzagentur geteilte Konzeptpapier stimmen wir zu, dass bei der Finanzierungsfunktion eine Saldierung vorgenommen werden sollte. Um die systemdienliche Wirkung von Stromspeichern zu ermöglichen, sollte hier insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt werden, auch für den AP2. Damit die Anreizfunktion auch unter Berücksichtigung der Finanzierungsfunktion voll wirken kann, ist es notwendig, dass insgesamt ein negativer Saldo möglich ist.

Wir begrüßen ebenfalls eine separate Behandlung der Netzbezüge durch Speicher bei Speichern mit EE-Anlagen, um einen Anreiz für Arbitrage oder die Erbringung von Systemdienstleistungen zu setzen. Hier sehen wir ein sehr hohes Potential von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden. Gerade durch die Mispel-Festlegung werden hier neue Geschäftsmodelle ermöglicht und der Systemnutzen von Speichern gefördert. Wir beobachten eine vermehrte Nachfrage nach Netzanschlüssen zum Laden für Speicher bei EE-Anlagen, um Arbitrage oder Systemdienstleistungen zu erbringen. Hier nur eine Anschlussstelle insgesamt zu betrachten, anstatt den Stromspeicher separat zu behandeln, würde die systemdienliche Nutzung von Speichern über die reine Zwischenspeicherung von EE-Strom verhindern und somit auch den Zielen der Mispel-Festlegung entgegenlaufen.

Die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Netzentgelten für Speicher hängt wesentlich von der Vorbereitung der Verteilnetzbetreiber ab. Hier sehen wir eine hohe Komplexität, auch in Anbetracht existierender Projekte, wie etwa den notwendigen Verbesserungen im Redispatch-Prozess.

Wir danken Ihnen im Voraus für die Berücksichtigung unserer Anmerkungen.