



Bundesnetzagentur

Speichernetzentgelte im AgNes-Verfahren

Dr. Habibullah Qureischie
Bundesnetzagentur, Beisitzer der
Beschlusskammer 4

Hintergründe für AgNes



Auftrag an die Bundesnetzagentur

Förmlich

- Urteil des Europäischen Gerichtshofs aus 2021
- Aufhebung der StromNEV zum 31.12.2028
- Einrichtung der Großen Beschlusskammer für Energie bei der Bundesnetzagentur Ende 2023

In der Sache

- Geänderte energiewirtschaftliche Anforderungen erfordern Überprüfung und Anpassung der Netzentgeltsystematik

Herausforderungen der Energiewende für die Netzentgeltsystematik

hoher Anteil lastferner Einspeisung



Hohe einspeisebedingte **Netzausbaukosten** und vermehrt einspeisedominierte Netze

steigende dargebotsabhängige
Einspeisung



Flexibilitätserfordernis auf Verbraucher- und Einspeiserseite, **Netzengpässe** und **Engpassmanagementkosten**

steigende Anzahl von Prosumern



Fehlende Finanzierungsbeiträge

steigende Zahl flexibler Verbraucher mit
hoher Gleichzeitigkeit



Netzengpässe und **Engpassmanagementkosten**

Extreme Steigerung der Zubaupläne
bei Speichern



Zunehmende **Knappheiten an den Netzanschlusspunkten, Netzengpässe**

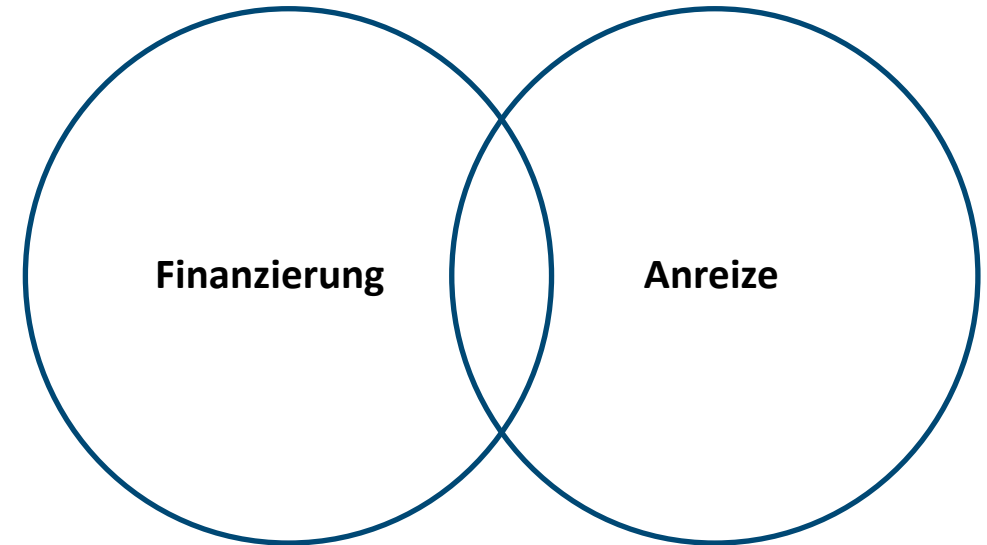
Welche Handlungsansätze **können** sich aus der Bewertung des aktuellen Netzentgeltsystems ergeben?

- **Verbreiterung der Finanzierungsbasis** durch
 - Beteiligung der Einspeiser durch Einspeisenetzentgelte und Baukostenzuschuss
 - Beteiligung von Prosumern bspw. durch Kapazitätsentgelte oder (höhere) Grundpreise
- **Förderung der Kostenreflexivität** unter Abschwächung von Flexibilitätshemmnissen durch Einführung neuer Netzentgeltkomponenten wie z.B. eines Kapazitäts- oder Grundpreises
- Erschließung von Flexibilitäten und **Setzung von Anreizen zur effizienten Netzauslastung** durch Dynamisierung der Netzentgelte
- **Nachfolgeregelung für Speicherentgelte** durch eine systemdienliche Entgeltregelung
- Beseitigung von **Netzentgeltanomalien und angemessene Kostentragung** durch Anpassungen bei Kostenstellen und Kostenwälzung

Netzentgeltfunktionen – Konzeptionelle Trennung

Konzeptionelle Trennung zwischen Entgeltkomponenten zur Finanzierungs- und Anreizfunktion, aber:

- Jede Entgeltkomponente wirkt sich auf die Refinanzierung der Netzkosten aus
- Jede Entgeltkomponente (jedes Preissignal) setzt Anreize



Ziel:

- Entgeltkomponenten mit **Finanzierungs-**funktion mit gleichzeitig **möglichst geringen Fehlanreizen**
- Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion zur gezielten Internalisierung von Netzkostenwirkungen

Ausgangslage am Anfang der 2. Stufe der Energiewende

- Erheblicher Teil des EE-Ausbaus kommt noch
 - Netzausbau holt auf, ist aber deutlich verzögert
 - Volatilität nimmt zu: immer häufiger Preise unter 0 oder über 300 Euro/MWh
 - Akteure sollen und werden darauf reagieren
 - Gefahr von noch mehr Engpässen steigt
- Erheblicher Aufwuchs neuer Nutzer aufgrund von Transformationsprozessen in der Großindustrie, mehr angeschlossenen/ anzuschließenden Rechenzentren, nachhaltiger Wärmeversorgung in Industrie und Haushalten, steigender Elektromobilität, verstärkt Strom als Basis für Wasserstoff
 - Folgen:
 - Knappheiten am Anschluss und im Netz
 - hohe Netzkosten
 - kritische Zahlungsbereitschaft der Netznutzer erreich
- **Speicher müssen kommen, um notwendige Flexibilität für das Markt und Netz zu schaffen**

Engpassmanagement im Jahr 2025

Häufigkeit:

- Netzenspassmanagementmaßnahmen fanden an **allen 365 Tagen** des Jahres statt.
- Die durchschnittliche Dauer der Netzenspassmanagementmaßnahmen betrug ca. **4 Stunden**.

Volumen:

- Maßnahmenvolumen lag bei **30,3 TWh** (positive und negative Redispatchmaßnahmen, sowie Countertrading-Maßnahmen).
 - Davon: **24,3 TWh** Maßnahmen im Übertragungsnetz, **6 TWh** im Verteilernetz.
- In der Spitze wurden ca. **17 GW** in einer Stunde abgeregelt.

Kosten:

Gesamtkosten Netzenspassmanagements beliefen sich auf ca. **3,06 Mrd. Euro**:

- **0,66 Mrd. €** Redispatch mit EE und Kompensationen an Bilanzkreisverantwortliche
- **0,10 Mrd. €** Countertrading-Maßnahmen
- **0,95 Mrd. €** Redispatch mit konventionellen Marktkraftwerken
- **1,35 Mrd. €** Vorhaltungs- und Abrufkosten von Reservekraftwerken

Speichernetzentgelte mit Finanzierungsfunktion

The background is a solid dark blue. In the bottom right corner, there are several thin, white, diagonal lines that intersect and extend towards the top right, creating a modern, abstract geometric design.

Problem-/Zielbeschreibung

- Speicher haben hohe Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe, die sie mehrmals täglich nutzen
 - ➡ Potential für steigende Netzkosten
 - ➡ Hohe Zahl von geplanten Speichern verknüpft Anschlusskapazitäten für andere Akteure
- Speicher leisten heute nur sehr geringe bis gar keine Beiträge zur Netzkostenfinanzierung; sie erhalten keine Anreize zu einem netzverträglichen Einsatz.
- Speicher haben eine hohe Bedeutung für die Flexibilität in einem volatilen Energiesystem. Das kann sich sowohl netzbelastend als auch netzentlastend auswirken.
- Netzentgelte haben Rückwirkungen auf Geschäftsmodell und energiewirtschaftliche Funktion von Speichern und müssen adäquat ausgestaltet werden.
- Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher sorgt für Verbreiterung der Kostenträgerbasis; Netzentgelte mit Anreizwirkung kann Zusatzkosten für Verbraucher vermeiden.
- Entgelte mit Finanzierungsfunktion wirken auf realistischen Kapazitätsbedarf hin und werden der knappen Netzanschlusskapazität gerecht.

Vorschlag Entgelte mit Finanzierungsfunktion I

1. **Netzgekoppelte** Stromspeicher beteiligen sich durch ein Kapazitätsentgelt an der Netzfinanzierung.
2. Das Kapazitätsentgelt orientiert sich an der vertraglichen Netzanschlusskapazität des Stromspeichers.
3. Arbeitsbezogene Entgelte werden nicht erhoben.
4. Es wird kein doppeltes Kapazitätsentgelt für Einspeisung und Entnahme erhoben.
5. Die Höhe des Kapazitätsentgelts entspricht der Höhe des Kapazitätsentgelts für Einspeiser, auch hinsichtlich der Verstetigung durch rollierende Berechnung.
6. Das Kapazitätsentgelt wird bundeseinheitlich über alle Spannungsebenen erhoben.
7. Das Kapazitätsentgelt wird vom VNB nicht an den ÜNB abgeführt .

Vorschlag Entgelte mit Finanzierungsfunktion II

8. **Anlagengekoppelte** Stromspeicheranlagen werden netzentgeltseitig mit der Letztverbrauchs- oder Erzeugungsanlage, an die sie gekoppelt sind, zusammen behandelt.
- 1) Es wird nur das –vollständige- für die Entnahme oder Einspeisestelle fällige Kapazitätsentgelt erhoben.
 - 2) Hinsichtlich der entnommenen Energie werden Speicheranlage und Verbraucher gemeinsam betrachtet.
 - 3) Mengen, die eine anlagengekoppelte Stromspeicheranlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und darin wieder zurückspeist, sind von den Arbeitspreisen befreit. Es obliegt dem Anlagenbetreiber, ein Messkonzept zu installieren, das die Abgrenzung der zurückgespeisten Mengen ermöglicht.
9. Speicherentgelte für Speicher in Prosumer-Anlagen (< 30 KW) werden nicht erhoben.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion I

- Vertrauensschutz für die Vollbefreiungen von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG erhalten Speicher, die
 - nach dem 4. August 2011, innerhalb von 18 Jahren in Betrieb genommen worden sind **oder**
 - für die vor dem Inkrafttreten der AgNes-Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung (**FID**) getroffen wurde
 - **und** deren **Inbetriebnahme** bis spätestens zum 4. August 2029 erfolgt.

Eine endgültige Investitionsentscheidung gilt als getroffen, wenn verbindliche Bestellungen von Komponenten, die annähernd die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden zurückgetreten werden kann und zusätzlich eine verbindliche Netzanschlusszusage vorliegt.

- Speicher die vor dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden oder deren Vollbefreiung für 10 Jahre ab Inbetriebnahme nach einer Erweiterungsmaßnahme bereits abgelaufen sind, erhalten keinen Vertrauensschutz.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion II

- Der Vertrauensschutz ist **zeitlich befristet**.
 - a) Vertrauensschutz für neu errichtete Speicher gilt unter den in 1. genannten Voraussetzungen **maximal 20 Jahren** ab dem Zeitpunkt ihrer ersten Inbetriebnahme
 - b) Vertrauensschutz für erweiterte Pumpspeicher gilt unter den in 1. genannten Voraussetzung für **maximal 10 Jahre** ab dem Zeitpunkt einer erstmaligen Erweiterung
- Für Prosumer stellt sich die Frage eines Vertrauensschutzes gegenüber Speicherentgelten nicht, weil Prosumer (Anlagen < 30 KW) auch künftig keine Speicherentgelte zahlen.

Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion III

Erläuterung

- Die gesetzlichen Wertungen aus § 118 Abs. 6 EnWG werden von der Beschlusskammer respektiert.
- Die entsprechenden Voraussetzungen müssen erfüllt sein.
- Die Investitionsentscheidung muss bis zum Inkrafttreten der AgNes-Festlegung belastbar getroffen sein.
- Reine Projekte genießen keinen Vertrauensschutz.

Begründung der Regelung für netzgekoppelte Speicher

Entgelte mit Finanzierungsfunktion

Heutiges Modell insb. mit Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 Elt-VO nicht vereinbar:

„Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen.“

- Speicher sollen nicht als Erzeuger und Verbraucher behandelt werden.
- In Abweichung von den Orientierungspunkten keine Anwendung des Grundmodells für netzgekoppelte Speicher, da seine flexibilitätsfördernde Wirkung bei Speichern nicht greift.
 - Speicher nutzen die volle Kapazität
 - Arbeitspreise hemmen Einsätze, auch wenn sie auf saldierte Mengen beschränkt würden

Wirkungen für netzgekoppelte Speicher

Finanzierungsentgelte

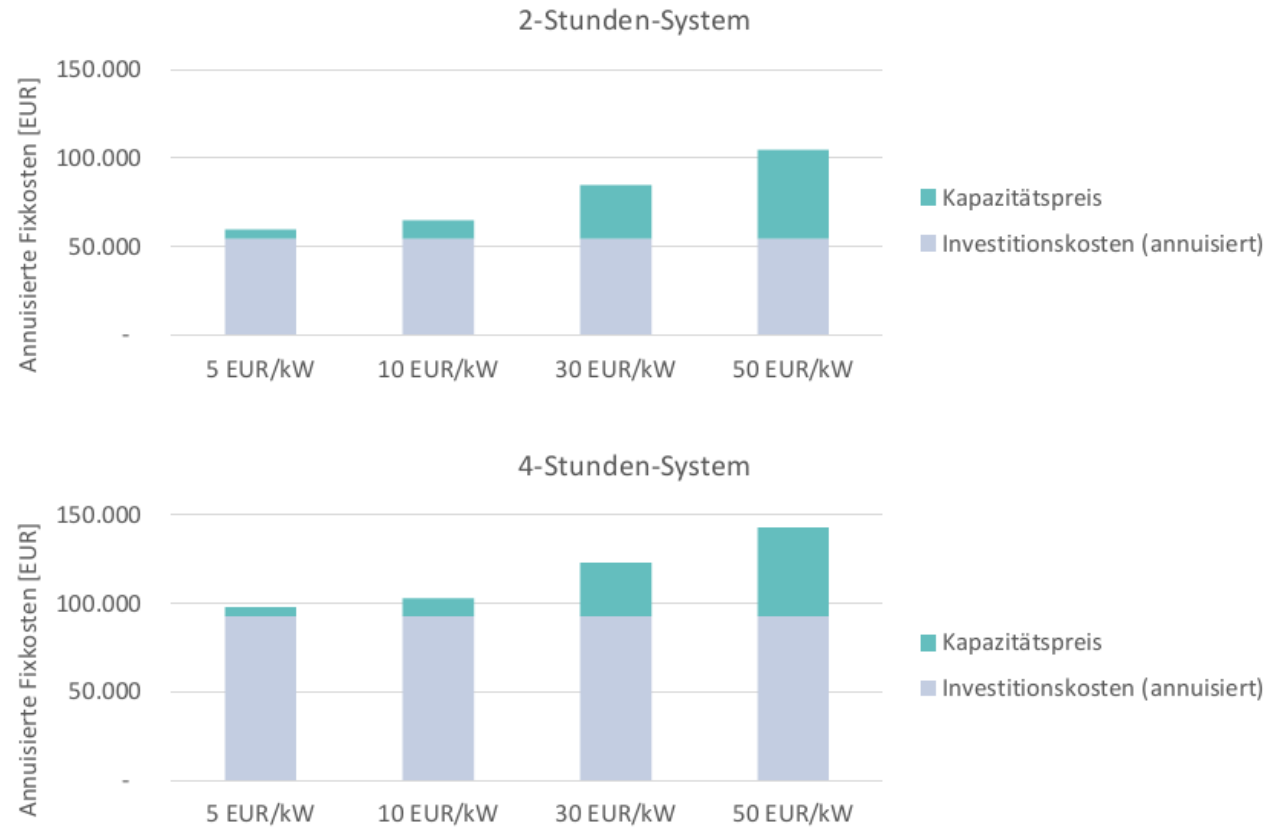
- Der Kapazitätspreis richtet sich nach den Einspeiseentgelten

2020 – 2024	2021 – 2025	2022 – 2026
5,38 €/kW	5,58 €/kW	5,65 €/kW

- Moderate Belastung, die bei Projektierung netzgekoppelter Speicher berücksichtigt werden kann.
- Da kein Eingriff in den Vertrauensschutz erfolgt, keine Auswirkungen für Projekte, die bereits realisiert sind oder für die es bereits eine Investitionsentscheidung gab.

Wirkungen für netzgekoppelte Speicher

Finanzierungsentgelte



Grafik vergleicht annuisierte Investitionskosten in Batteriespeicher und verschiedene KP-Belastungen

Die reduzierte KP für Speicher ist demnach sehr gering im vgl. zu den Investitionskosten.

Quelle: Consentec

Begründung der Regelung für anlagengekoppelte Speicher

Entgelt mit Finanzierungsfunktion für anlagengekoppelte Speicher

- Anlagengekoppelte Speicher (Multi-Use Speicher) sollen weiter zur Lastgang- und Eigenverbrauchsoptimierung nutzbar sein; dafür werden sie mit der jeweiligen Anlage als Einheit behandelt
 - Verbrauch + Speicher: Letztverbraucher; Anwendung Grundmodell mit gemeinsamer Kapazität
 - Erzeugung + Speicher: Erzeuger; Einspeiser-KP für die addierte Kapazität der Entnahmestellen
- Es soll dabei aber kein Fehlanreiz gegen Arbitrage und Regelenenergiemarktteilnahme gesetzt werden. Deswegen soll kein Arbeitspreis anfallen, soweit vom Speicher bezogene Mengen in das Netz der allg. Versorgung zurückgespeist werden, soweit dieser messtechnisch abgegrenzt wird.

Speichernetzentgelte mit Anreizfunktion

Entgeltkomponente mit Anreizfunktion

– Dynamische Netzentgelte I –

Ziel:

- Internalisierung der Auswirkungen des eigenen Netznutzungsverhaltens auf das Netz – Reduzierung der Engpassmanagementkosten

Ausgestaltung:

- zeitlich (15 Minuten) und örtlich variabler **Arbeitspreis**
- unterschiedliches Preissignal vor und hinter einem Engpass
- „Vorzeichengerechte“ Ausgestaltung des Preissignals
 - ein Anreiz zur Verringerung der Einspeisung durch ein erhöhtes Netzentgelt
 - ein Anreiz zur Erhöhung der Einspeisung „vorzeichengerecht“ durch negativen Preis = Auszahlung vom Netzbetreiber an Nutzer
- Veröffentlichung des Preissignals auf Plattform vor Day-Ahead
- Höhe des Preissignals orientiert sich an den Engpassmanagement-Kosten und der Wirksamkeit der Anreizsetzung

Entgeltkomponente mit Anreizfunktion

– Dynamische Netzentgelte II –

Möglichst ab 2027	Weiterentwicklung Module der Festlegungen zu § 14a EnWG, in Form eines Opt-in für Verbraucher in der Niederspannung
2027	Weiterführende quantitative Analyse, weiteres Gutachten
2028	Folgefestlegung zur Einführung Dynamischer Netzentgelte bei Speichern
2029 – 2031	Inbetriebnahme einer Plattform zur Transparenz über Netzungspässe
2029 – 2031	Bestimmung von Netzentgeltsignalen auf den NE 1 & 2
<u>2030 – 2033</u>	<u>Bepreisung von Speichern auf den NE 1 bis 5</u>
2030 – 2032	Folgefestlegung zur Einführung Dynamischer Netzentgelte bei Erzeugern
2032 – 2035	Bepreisung von Erzeugern (ohne Offshore)

Bei Zeitspannen ist das erste Jahr das früheste vorgesehene Jahr, das zweite Jahr das späteste angestrebte Jahr.

Wirkungen für Speicher

Anreizentgelte

- Durch die Vorzeichengerechtigkeit würde sich ein Anreizentgelt für Speicher bei dessen eventueller Einführung standortunabhängig positiv auswirken.
- Diesen Schluss bestätigen Studien von FfE e.V. und Akaysha Energy
- Deshalb würden sich hinsichtlich der Anreizentgelte keine Vertrauensschutzfragen stellen, insofern ist eine frühzeitige Einführung für alle Speicher nicht problematisch.
- Die Höhe der Erlöse für die Betreiber von der Höhe des dyn. NE abhängig;
Nach überschlägigen Rechnung wäre ein Entgelt von bis zu 10 ct/kWh denkbar.