

**Stellungnahme zum
Festlegungsverfahren zur
Marktintegration von Speichern und Ladepunkten
(MiSpeL)**



Fachgruppe Energie

GermanZero

23. Oktober 2025

1 Vorbemerkungen

Die Bundesnetzagentur hat am 18. September 2025 ein **Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)** zur Konsultation gestellt. Der vorgestellte [Tenor](#) zur Festlegung der Eckpunkte der Konsultation soll als Grundlage eines Branchendialogs dienen. Die wesentlichen Inhalte wurden in einem Branchenworkshop am 01.10.2025 vorgestellt. Ergebnisse des Verfahrens sollen unter Berücksichtigungen der Anregungen und Vorschläge aus der Konsultation in neue Regelungen für den Umgang mit für die Energietransformation dringend benötigten stationären und mobilen Stromspeichern münden.

Ein besonderes Problem stellte bislang der netzdienliche Betrieb von meist privaten Stromspeichern mit begrenzter Speicherkapazität dar, wenn am gleichen Einspeisepunkt auch eine EEG-geförderte PV-Anlage betrieben wird. Eben dieses Problem stellt sich auch für mobile Stromspeicher (Fahrbatterien in BEV).

Regelkonform können stationäre Stromspeicher unter den Bedingungen der EEG-Förderung zwar netzdienlich einspeisen, sofern sie ausschließlich mit Solarstrom aus der eigenen PV-Anlage geladen werden. Zu einer Kappung von Spannungsspitzen dürfen sie jedoch nicht beitragen, weil für die Ladung der Akkus dann Netzstrom verwendet werden müsste und der stationäre Speicher damit zu einem Mischsystem würde.

Die verstärkte netzdienliche Integration ist aber für eine beschleunigte Energiewende unerlässlich. Daher ist die Schaffung eines Regelwerks für die Behandlung aller Formen netzdienlicher Einbindung von Stromspeichern zwingend notwendig. Bereits heute stehen in privaten Heimanlagen bereits rund 18 GWh Speicherkapazität zur Verfügung.¹

2 Eckpunkte der Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)

Das Dokument der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum Verfahren "Entwurf des Tenors zur MiSpeL-Festlegung" umfasst den Tenor der Festlegung sowie zwei Anlagen zur Abgrenzungsoption und Pauschaloption zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL). Die Festlegung soll die bisherige Ausschließlichkeitsoption ablösen, die nur dann EEG-Förderung für Speicher ermöglichte, wenn ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien (EE) gespeichert wird. Der aktuelle Strommix würde automatisch zu einem Mischsystem führen.

Die MiSpeL-Festlegung soll den Speicherbetrieb für eine parallele Nutzung von EE-Strom und Netzstrom öffnen und dadurch eine aktive Marktteilnahme und bidirektionale Nutzung von Stromspeichern und Ladepunkten (z.B. auch für Elektroautos) ermöglichen.

Dabei sollen zwei neue Förderoptionen eingeführt werden:

- Die Abgrenzungsoption: Hier soll eine genaue rechnerische Zuordnung der Strommengen anhand viertelstündlicher Messwerte und mathematischer Algorithmen erfolgen. So lässt sich exakt bestimmen, welcher Anteil der eingespeisten Strommengen EEG-gefördert (EE-Anteil) und welche Strommengen netzentgelt- sowie umlagebegünstigt (Netzstromanteil) sind.
- Die Pauschaloption: Vereinfachte, pauschale Zuordnung für kleinere Solaranlagen (bis 30 kWp) verbunden mit Speichern/Ladepunkten, um den Messaufwand gering

zu halten. Es gibt eine Grenze von 500 kWh je kWp Solaranlage pro Jahr als Obergrenze der förderfähigen Strommenge aus dem Speicher.

Für die netzdienliche Integration ergeben sich folgende Konsequenzen:

- Stationäre Kleinspeicher (z.B. Heimspeicher) können künftig Speicher- und Ladepunktfunktionen marktorientiert nutzen und flexibler mit EE-Anlagen verbunden werden. Die Speicher reagieren auf Marktpreise und können mehr Netzspitzen abfedern und Lastzeiten verlagern.
- Mobile Kleinspeicher, insbesondere Ladepunkte von Elektroautos, werden den stationären Speichern gleichgestellt und können ebenfalls sowohl eigenverbrauchsoptimiert als auch markttaktiv betrieben werden.
- Großspeichersysteme profitieren von der Möglichkeit, EE-Strom und Netzstrom gemischt zu speichern. Dadurch können sie zu Arbitragegeschäften und der Netzstabilisierung beitragen, z.B. durch Spitzenkappung, Lastverschiebung und die Integration volatiler erneuerbarer Energien. Die MiSpeL-Festlegung soll dafür einen rechtssicheren und automatisierbaren Rahmen schaffen.
- Für die optimale Umsetzung sind viertelstündige Messungen und Bilanzierungen notwendig, die erlauben, förderfähige und saldierungsfähige Strommengen genau zu bestimmen.
- Die neue Regelung soll die Wirtschaftlichkeit und Betriebsflexibilität aller Speicherarten durch die Kombination von Marktpremien und Umlageprivilegien steigern. Sie soll die Marktbeteiligung von Prosumern, Industriegroßspeichern und Mobilitätsladestationen unterstützen und somit eine bessere Systemintegration der erneuerbaren Energien fördern.

2.1 Rolle und Integration von Stromspeichern

Stromspeicher sind für Netzausbaubedarf und Systemdienlichkeit auf mehreren Ebenen wichtig:

- Hausspeicher unterstützen die Eigenverbrauchsoptimierung und verringern die Netzauslastung.²³
- Speicher an Großflächen-PV-, Windparks und Energieparks bieten Flexibilität zur Glättung von Einspeisespitzen und unterstützen regionale Netzstabilität.⁴
- Systemnahe Speicherintegration (Verteilnetze/HGÜ) ermöglicht die Bereitstellung von Regelleistung und Engpassmanagement.⁵⁶⁷
- Der Einsatz bidirektional ladbarer BEV (Vehicle-to-Grid) sollte systematisch in die Flexibilitätsanreize integriert werden, um Netzdienstleistungen bereitzustellen.⁸

Auch bestehende Stromspeicher, unabhängig von der Technologie, müssen über intelligente Steuerung und Marktzugang optimal für Netz- und Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Das ebenfalls durch die BNetzA angestoßene Verfahren zur „**Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom**“ (AgNeS) sollte eng mit diesem Verfahren verzahnt werden.

2.2 Betrachtungen zur Pauschal- und Abgrenzungsoption für Klein-PV mit stationärem und/oder mobilem Speicher

Hier ist zu differenzieren zwischen AC- und DC-gekoppelten Stromspeichern. Während AC-gekoppelte Speicher zwischen der Pauschal- und der Abgrenzungsoption wählen können, ist diese aus technischen Gründen den DC-gekoppelten Systemen verwehrt. Denn dem Hybridwechselrichter fehlen auf der DC-Seite Messstellen, die eine exakte Bestimmung der DC-Stromflüsse zum Speicher und zurück ermöglichen würden.

2.2.1 Pauschaloption

Bei der Pauschaloption soll die technische Handhabung vereinfacht werden, indem auf eine komplexe Messtechnik verzichtet wird. Dabei soll jedoch die EEG-geförderte Einspeisemenge auf max. 500kWh/kWp begrenzt werden. Liegt die Eigenverbrauchsquote über 50% sollte die Pauschaloption kein Problem darstellen, denn dann läge die Einspeisungsmenge bei maximal 500kWh/kWp. Wird jedoch ein deutlich geringerer Teil des erzeugten Solarstroms selbst genutzt, steigt damit der ins Stromnetz eingespeiste Anteil auf mehr oder weniger deutlich über 500kWh/kWp. Die EEG-Vergütung wird aber bei 500kWh/kWp gekappt.

Es ergeben sich damit folgende Szenarien:

- **netzdienliches Nachladen des Speichers** – erhöht den Netzbezug, was aber nicht über eine Marktprämie kompensiert wird.
- **netzdienliches Entladen des Speichers** – erhöht die Einspeisung, wobei die Vergütung jedoch bei max. 500kWh/kWp*a gekappt wird. Eingespeister Strom oberhalb dieses Wertes wird nicht vergütet. Ohne netzdienlichen Betrieb würde der gesamte eingespeiste Strom nach EEG vergütet.
- **Ertragswirkung** – Einer Erhöhung der Bezugskosten steht eine Minderung der Erlöse gegenüber, was kleinen EEG-Anlagen mit Stromspeicher die Amortisierung deutlich erschwert. Im Regelfall wird dies zur Entscheidung gegen den netzdienlichen Betrieb des Speichers führen.

2.2.2 Abgrenzungsoption

Hierbei sorgt eine komplexe Anordnung von Messstellen für die genau Abgrenzung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowie Netzstrom zum Laden des Stromspeichers sowie die Menge des aus dem Speicher ins Netz eingespeisten Stroms. Die aufwändige Messtechnik kann bei allen AC-gekoppelten Stromspeicher angewendet werden, dürfte aber im Wesentlichen wegen des technischen Aufwandes auf Großspeicheranlagen beschränkt sein.

Grundsätzlich gilt jedoch, dass nicht geförderter Netzstrom und EEG-geförderter Strom aus erneuerbaren Energien exakt erfasst werden können.

2.2.3 Konsequenzen

Bei meist privaten Kleinspeichern mit EEG geförderten PV-, seltener Windenergie-

Anlagen, wird aufgrund der mit der Pauschaloption verbundenen die Entscheidung gegen einen netzdienlichen Betrieb des Stromspeichers ausfallen. Durch mangelnde Anreize verzichten die Verteilnetzbetreiber auf rund 18GW Speicherleistungen für Netzdienstleistungen, die eigentlich schon heute dringend gebraucht werden.

Diese rund 18 GWh Heimspeicherpotenzial entsprechen einer Kapazität, mit der sich etwa vier Gigawatt PV-Leistung über drei Stunden vollständig abpuffern ließen – genug, um einen Großteil der mittäglichen Einspeisespitzen abzufangen. In der Praxis werden aber weiterhin **PV-Anlagen abgeregelt** oder **negative Strompreise** erzeugt, obwohl diese Speicher technisch helfen könnten, die Redispatchkosten deutlich zu verringern.

Genau betrachtet wird in der Pauschaloption die **Netzdienstleistung nicht belohnt sondern sanktioniert**. Über die Netzdienstleistung verringern sich die Netzkosten durch

- eine Stabilisierung des Stromnetzes auf der Nieder- und ggf. Mittelspannungsebene,
- eine Verringerung der Redispatchkosten und
- eine Erhöhung des Gesamt-Stromertrags aus EE-Anlagen.

Bedauerlicherweise wird in den Anlagen ein **Stromspeicher als Verbraucher** deklariert.⁹ Im Gegensatz dazu ist es sinnvoller und dem Wesen eines Stromspeichers angemessener, diesen als integralen Bestandteile des Haus- und/oder öffentlichen Netzes zu betrachten. Er erweitert die Stromverteilung in der Fläche und die **Dimension „Zeit“**. Bis auf den Eigenverbrauch (geringer Betriebsstrom sowie Selbstentladung) verbraucht ein Stromspeicher keinen Strom sondern lagert ihn lediglich für einen begrenzten Zeitraum ein.

In diesem Sinne ist ein Stromspeicher auch **keine Erzeugungsanlage**, denn der eingelagerte Strom wird nicht vom Stromspeicher erzeugt sondern lediglich bei Bedarf wieder verfügbar gemacht.

2.2.4 Ladepunkte

Ladepunkte werden den stationären Stromspeichern gleichgestellt. Dabei wird nicht nach den angeschlossenen Fahrzeugen differenziert, sondern lediglich der Ladepunkt an sich betrachtet. Es ist also völlig unerheblich, ob nur ein oder mehrere unterschiedliche bidirektional ladbare BEV zu unterschiedlichen Zeiten an den Ladepunkt angeschlossen werden. Die Fahrzeuge müssen auch nicht ausschließlich mit förderfähigem Solarstrom geladen werden sondern dürfen auch mit Netzstrom geladen werden. Die **„Ausschließlichkeitsregel“ (§ 19 EEG 2025)** wird in MiSpeL insoweit aufgehoben. Darüber hinaus gelten die gleichen Regeln wie bei stationären Speichern

Zwar ist die Ermöglichung der Abrechnung bidirektionaler Ladepunkte grundsätzlich zu begrüßen. Dennoch gelten auch hier die zuvor geäußerten Kritikpunkte hinsichtlich der Pauschaloption, die einen wirtschaftliche Weiterbetrieb EEG-geförderter Prosumeranlagen nicht wirtschaftlich zulässt. Das schränkt auch hier den Kreis der Nutzenden auf nicht EEG-geförderte Anlagen ein.

3 Fazit

Die MiSpeL-Festlegung der Bundesnetzagentur bietet erstmals die rechtliche Grundlage für die Marktintegration von Speichern und Ladepunkten, um netzdienliche Flexibilität

systematisch ins Energiesystem einzubeziehen. Dafür werden die beiden Förderoptionen „Abgrenzungsoption“ und „Pauschaloption“ eingeführt.

Die Abgrenzungsoption ermöglicht eine exakte Bilanzierung und getrennte Vergütung von EEG-Strom und Netzstrom, ist jedoch meist nur für große, AC-gekoppelte Systeme technisch und wirtschaftlich praktikabel.

Die Pauschaloption vereinfacht zwar die Messung bei kleinen Speicher- und Ladepunktanlagen, mindert aber massiv die wirtschaftlichen Anreize für netzdienlichen Speicherbetrieb, da eingespeicherter Strom über 500 kWh/kWp und Jahr nicht vergütet wird. Dadurch wird der netzdienliche Einsatz privater Kleinspeicher und Ladepunkte bei EEG-geförderten Prosumeranlagen, wirtschaftlich unattraktiv. Das Potenzial von rund 18 GWh Heimspeicherkapazität für Netzdienstleistungen bleibt somit weitgehend ungenutzt, obwohl gerade diese Flexibilität zur Netzstabilisierung und Senkung der Redispatchkosten dringend nötig wäre.

Wir fordern daher, die Vergütungssystematik so weiterzuentwickeln, dass wirtschaftliche Anreize für einen netzdienlichen Speicherbetrieb auch bei kleinen, geförderten Anlagen entstehen und nicht durch pauschale Fördergrenzen blockiert werden.

3.1 Verbleibendes Problem

Dennoch bleibt ein Problem bestehen: Weil die Netzstabilität besonders auf der Ebene der Verteilnetze mangels fehlenden Echtzeitmonitorings nicht abgebildet wird¹⁰¹¹, ist ein wirklich echter netzdienlicher Betrieb von Stromspeichern generell nicht möglich.¹² Die gegenwärtig betriebenen Stromspeicher orientieren sich ausschließlich an den Preisschwankungen des Intraday-Marktes und/oder des Day-Ahead-Marktes. Der Day-Ahead-Marktpreis ist vergleichbar einer „Wette auf das Wetter“ weil dieser Preis am Tag zuvor anhand der mittlerweile recht zuverlässigen Prognosen des Wetterverlaufs am Folgetag in z.Z. Viertelstundenintervallen gebildet wird. D.h. Netzdienlichkeit wird bestenfalls simuliert bzw. durch die Börsenstrompreise gesteuert.

Immerhin soll dem durch die **BNetzA-Festlegung BK6-22-300 (§ 14a EnWG)** entgegengewirkt werden. Noch aber sind lediglich etwa 1/3 aller Verteilnetzbetreiber in der Lage, den Zustand ihres Netzes in der Niederspannung vollständig abzubilden. Weitere rund 11% können dies wenigstens partiell.¹³ Die weitergehende Digitalisierung aller Netze dürfte also eines der drängendsten Probleme der Zukunft insbesondere im Hinblick auf das Gelingen der Energiewende sein. Von besonderer Bedeutung ist dabei auch eine deutliche Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts.¹⁴

Ansprechpartner:

Dipl.-Geogr. Hans-Jürgen Münnig
Leiter der Fachgruppe Energie
info@hjmuennig.com

- 1 <https://www.c-ober.de/blog/allgemein/energiespeicher-deutschland-erreichen-rekordniveau-43333119/>
- 2 <https://www.energie-experten.org/news/neues-eeg-2025-pauschaloption-ermoeglicht-zwischenspeichern-von-netzstrom>
- 3 <https://www.lumeraenergy.de/articles/zeitversetzte-pv-einspeisung-zwischen-regulierung-und-rendite>
- 4 <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/batteriespeicher-aus-regulatorischer-sicht-aktuelle-bestandsaufnahme>
- 5 <https://cubeconcepts.de/regelenergie-zusatzertraege-durch-stromspeicher/>
- 6 <https://www.kyon-energy.de/geschaeftsmodelle/engpassmanagement>
- 7 <https://www.pv-magazine.de/2025/09/04/studie-mit-gezielten-redispach-preissignalen-liesse-sich-netzdienlichkeit-grosser-batteriespeicher-noch-steigern/>
- 8 https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/3/b/0/6/3b060e96f69a0b815e076a7e68b98a582f7c901b/Sep%202025%20-%20V2G_Potenziale_Heben_Ergebnisbericht.pdf
- 9 <http://www.bundesnetzagentur.de/1073864> Seite 9f (...“... Strom aus der Solaranlage wird entweder **direkt ins Netz eingespeist** oder **im Stromspeicher und/oder Ladepunkt verbraucht.**“)
- 10 https://consentec.de/app/uploads/2025/08/Consentec_ISI_IEG_BMWK_VN-Zukunft_AbschlussBer_20250627-1.pdf
- 11 <https://www.vde.com/resource/blob/2362498/eb3ec76a6b56d6bdb0427c7baa50ddcf/vde-fnn-studie-netzzustandsermittlung-niederspannung-data.pdf>
- 12 https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2025/Juli/End-to-End-Digitalisierung_des_Niederspannungsnetzes/2025-07-24_Dreiseiter_E2E_Digitalisierung_Niederspannungsnetz.pdf
- 13 https://consentec.de/app/uploads/2025/08/Consentec_ISI_IEG_BMWK_VN-Zukunft_AbschlussBer_20250627-1.pdf
- 14 https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2025/Juli/End-to-End-Digitalisierung_des_Niederspannungsnetzes/2025-07-24_Dreiseiter_E2E_Digitalisierung_Niederspannungsnetz.pdf