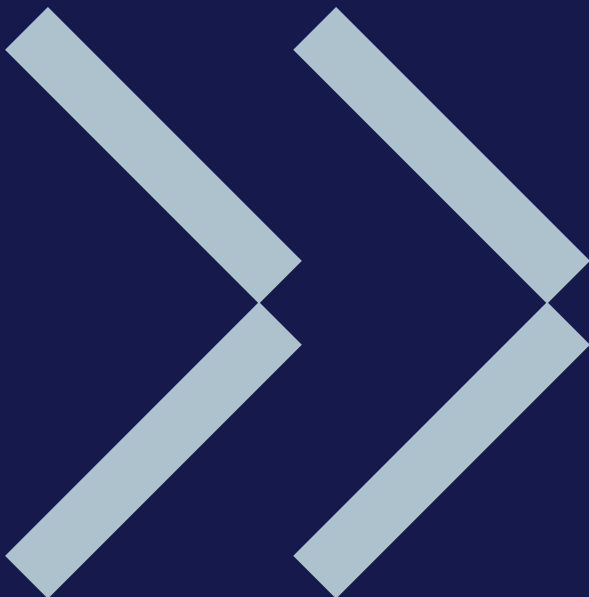


INNOVATION IN DER INNOVATIONS- AUSSCHREIBUNG

FLEXIBILITÄT ERMÖGLICHEN
NEUES SUBVENTIONSREGIME TESTEN
SYSTEMVERANTWORTUNG STÄRKEN

2. SEPTEMBER 2024



INHALT

Wachstumsinitiative meets Innovationsausschreibungen	3
Zusammenfassung	3
Status Quo und Problembeschreibung	4
Eckpunkte einer Reform	5
1. Bezug von Netzstrom Ermöglichen	5
2. EE-Anlagen mehr Systemverantwortung geben	7
Annex 1: Messkonzept	8

WACHSTUMSINITIATIVE MEETS INNOVATIONSAUSSCHREIBUNGEN

Die Innovationsausschreibungen sollen Anlagenkombinationen aus Erneuerbaren Energieanlagen und Energiespeicheranlagen fördern, um neue Potenziale aus der gemeinsamen Installation zu erschließen. Die bisherige Erfahrung mit dem Förderinstrument zeigt, dass das Potenzial des Instruments nicht ausgeschöpft wird. Die bestimmende Regulatorik muss deshalb so angepasst werden, dass Systemdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit im Vordergrund stehen. Gleichzeitig können die politischen Impulse aus der Wachstumsinitiative vom 5. Juli 2024 aufgenommen und im geschützten Rahmen erprobt werden.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Innovationsauktionen erlauben die gesonderte Vergütung von erneuerbaren Energieanlagen, wenn diese an Speicher gekoppelt sind. Die Reform der EEG-Vergütung ist der ideale Zeitpunkt, um auch in den Innovationsausschreibungen Neues zu wagen. Kernbestandteile der zuletzt durch die Bundesregierung vorgestellten Wachstumsinitiative können aufgegriffen und erprobt werden. Zentral ist:

1. Die gekoppelten Speicher müssen auch mit Netzstrom beladen werden dürfen, damit ihre Vorteile im Stromsystem nutzbar sind. Dafür ist eine Anpassung der InnoAusV an die Regeln im EEG notwendig.
2. Kurzfristig kann der Netzstrombezug über eine Änderung in der Förderlogik ermöglicht werden. Durch eine Umstellung auf die Investitionskostenförderung ist es unerheblich, ob der Speicher „Grünstrom“ oder „Graustrom“ ausspeichert.
3. Die Systemdienlichkeit der Anlagenkombination muss gestärkt und die Marktintegration des EE-Stroms gestärkt werden. Dies geschieht effektiv, wenn Anlagenkombination in Teilen auf Redispatch-Entschädigung verzichten („Redispatch-Vorbehalt“) und der Redispatch-Faktor gesenkt wird. Dieses „Sicherheitsnetz“ soll zukünftig stattdessen der Speicher bieten.

STATUS QUO UND PROBLEMBESCHREIBUNG

Mit dem Ausbau von PV- und Windenergieerzeugung sind neue Herausforderungen für das Energiesystem entstanden. Während diese eine notwendige klimaneutrale Energieerzeugung ermöglichen, ist die technische System- und Netzinfrastrukturen zu weiten Teilen nicht für die Aufnahme und Übertragung der Spitzenerzeugungsmengen ausgelegt. Mit der Innovationsausschreibung wurde deshalb ein Anreizsystem eingeführt, um systemdienliche Lösungen zu fördern und gleichzeitig den marktwirtschaftlichen Wettbewerb aufrechtzuerhalten. Ziel ist eine günstige, verlässliche und systemdienliche Erzeugung von erneuerbarer Energie.

Möglich wird dies, durch die Kombination von EE-Erzeugungsanlagen mit Speichersystem, die eine bedarfsgerechte Einspeisung von erneuerbarer Energie ermöglichen. Die Grundlage für die Ausschreibung ist in § 39n EEG 2023 angelegt. Nähere Einzelheiten werden in der Verordnung zu den Innovationsausschreibungen geregelt (InnAusV). In der aktuellen Ausgestaltung bleibt das Ausschreibungssystem jedoch hinter den Erwartungen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht zurück.

Um an den Ausschreibungen teilzunehmen, können die berechtigten Anlagenkombinationen zu halbjährlichen Ausschreibungsterminen Gebote bei der Bundesnetzagentur einreichen. Die Beteiligung in den Gebotsrunden schwankte in den vergangenen Jahren stark.¹ Das Ausschreibungsverfahren muss in seiner Attraktivität so ausgestaltet werden, dass es die tatsächlich geforderte Gebotsmenge dauerhaft einwirbt.

Um die Prämie zu erhalten, werden weitere Anforderungen an den Speicher gestellt. Die Anforderung mit den größten negativen Konsequenzen für die Gesamtwirtschaftlichkeit und die Gesamt-Systemdienlichkeit der Kombination ist die Regelung zum Netzstrombezug. So ist u.a. in § 13 Abs. 4 InnAusV festgehalten, dass der im Speicher zwischengespeicherte Strom ausschließlich in den anderen Anlagenteilen erzeugt werden darf. Dies heißt, dass der Speicher keinen Strom aus dem Netz beziehen darf, ohne dass der Förderanspruch für den veranschlagten Zeitraum entfällt. In den nachfolgenden Ausführungen wird dargelegt, warum diese Voraussetzung aus wirtschaftlichen und technischen Gründen nicht mehr vertretbar ist, sowie verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, dieses Dilemma zu lösen.

Erfahrungen der Branche hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und technischen Machbarkeit zeigen weiterhin, dass aktuell die Errichtung von Speicheranlagen als eigenständiger Speicher im Netz zumeist wirtschaftlicher ist als die Teilnahme an den InnoA. Auch technisch wird der Speicher im InnoA-Betrieb wenig gefordert und ruft etwa nur die Hälfte der Speicherzyklen ab, die er bei der alleinstehenden Anwendung im Netz fahren würde. Eine Überarbeitung der Ausschreibungen muss deshalb das technische und wirtschaftliche Potenzial der Speicheranlagen ausschöpfen.

¹ BNETZA 2024, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html>, 18.06.2024.

ECKPUNKTE EINER REFORM

1. BEZUG VON NETZSTROM ERMÖGLICHEN

Nach einer weit verbreiteten Auffassung durften Speicher in den Innovationsausschreibungen bislang keinen Netzstrom beziehen. Dies wird in der Regel damit begründet, dass Strom aus EEG-Anlagen nur dann gefördert werden könne, wenn die Anlage der Anlagendefinition in § 3 Nr. 1 EEG 2023 entspreche. Diese werden in § 3 Nr. 1 EEG 2023 wie folgt definiert:

„1. „Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage ist; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,“

Gegen einen Netzbezug für Speicher im Rahmen der InnoA wird ggf. ebenfalls mit den weiteren Bestimmungen zu Anlagenkombinationen in der InnAusV argumentiert. Die dieser Argumentation zu Grunde liegende Bestimmung in § 13 Abs. 4 InnAusV besagt:

„(4) Sofern die Anlagenkombination auch Speicher enthält, ist der zwischengespeicherte Strom ausschließlich in den anderen Anlagenteilen zu erzeugen.“

In der Praxis bedeutete dies bisher, dass bei einer Beladung des Speichers mit Netzstrom, der Förderanspruch für den gesamten in der Anlage gespeicherten Grünstrom erlischt. Dies schränkt den Betrieb von Energiespeichern massiv ein. Gerade der Multi-Use, also die Verwendung von Speicher für verschiedene Zwecke, ist erforderlich, um in Zukunft Systemdienstleistungen bereitzustellen, die nicht mehr von konventionellen Kraftwerken erbracht werden können. Ein Verbot des Netzbezugs unterbindet die Bedienung von heutigen und künftigen Systemanforderungen.

Die Möglichkeit des Speichers zur Teilnahme am Graustrommarkt bietet weitere Vorteile. So ist schon heute der Betrieb von Stand-Alone-Speicher-Anwendungen vielerorts wirtschaftlicher als die Co-location. Die Ermöglichung zum Multi-Use erlaubt eine schnellere Rekompensation des Speichers. Damit kann die Gesamtförderung der Anlage u.U. geringer ausfallen.

Weiterhin ist etwa ein an eine PV-Anlage gekoppelter Speicher in den Wintermonaten oder in der Nacht gänzlich ungenutzt. Hier kann der Speicher, sofern der Netzbezug erlaubt ist, Flexibilität bieten. Ein Speicher, der in der Anlagenkombination mit PV gebaut wurde, kann so auch den im Winter stärker verfügbaren Windstrom integrieren. Hinzu kommt, dass „Stillstand“ ist für Batteriespeicher besonders ineffizient ist, da deren Zellchemie auch dann altert, wenn sie nicht in Gebrauch sind.

In der Summe sorgt das Netzstromverbot dafür, dass die Finanzierungslücke der Hybrid-Anlage größer und die Gebote für die EEG-Auszahlung steigen. Das Verbot zum Netzstrom-Bezug ist deshalb zu streichen. Der Gesetzgeber hat diesen Vorteil zum Teil schon erkannt. Für viele andere EEG-Institutionen wird durch den neu geschaffenen § 19 Abs. 3a und b EEG 2023 langfristig der Multi-Use ermöglicht. Im Rahmen des Festlegungsverfahrens der BNetzA werden die technischen Rahmenbedingungen dazu näher bestimmt. Dieser Regelung gilt jedoch bisher nicht für die Innovationsausschreibungen.

LANGFRISTUMSETZUNG: BESCHLEUNIGTE AUSGESTALTUNG VON § 19 ABS. 3A UND B EEG 2023

Mit der EEG-Novelle 2023 hat der Gesetzgeber unter gewissen Voraussetzungen die Möglichkeit zum Wechsel und Mischbetrieb für Speicher geschaffen. Der neue § 19 Abs. 3a EEG 2023 n.F. ermöglicht gem. Satz 3 einen Wechsel von Grünstrom zu Graustrombetrieb alle 2 Monate bzw. gem. Satz 4 bei Entleerung des Speichers, ohne die EEG-Förderung zu verlieren. Da dieser Wechsel dennoch immer noch recht statisch ist und das volle Potenzial der Anlagenkombination nicht ausschöpft, ist die neue Möglichkeit nach § 19 Abs. 3b EEG 2023 n.F. interessanter. Voraussetzung für die Anwendung des § 19 Abs. 3a und 3b EEG 2023 n.F. ist die Festlegung der technischen Voraussetzungen für den Nachweis der Grünstromeigenschaft des zwischengespeicherten Stroms durch die Bundesnetzagentur gem. § 85d EEG 2023 n.F. Diese Festlegung betrifft die technischen Anforderungen und Nachweisführung relevanter Strommengen im Speicher. Für die Festlegung hat die Bundesnetzagentur nach § 85d Abs. 1 S. 2 EEG 2023 bis zum 30. Juni 2026 Zeit.

Um die volkswirtschaftlichen Ineffizienzen weiterer Ausschreibungsrunden zu vermeiden, sollte §19 Abs 3a und b EEG 2023 unverzüglich auch für die Innovationausschreibungen anwendbar gemacht werden. Gleichzeitig sollte die BNetzA-Festlegung unverzüglich unter Einbindung der Branche gestartet werden.

FAST-TRACK UMSETZUNG FÜR 2025 - AUF INVESTITIONSFÖRDERUNG UMSTELLEN

Aufgrund des langen Zeithorizonts und unklaren Ausgangs des Festlegungsverfahrens sollte eine Zwischenlösung zur Förderung von Co-location in den InnoA gefunden werden. Im Einklang mit der Wachstumsinitiative (Haushalt 2025) könnte die Förderung der InnoA auf eine Investitionsförderung umgestellt werden. Die Investitionskostenförderung reizt marktliches Verhalten an. Anlagen speisen dann ein, wenn das Preissignal durch den Strommarkt erfolgt. Dies senkt auch die Kosten für die EEG-Vergütung, die aufgrund zahlreicher Stunden niedriger oder negative Preise im Markt immer ungewisser wird. Weiterhin ermöglicht es einen Versuchsraum zu schaffen, in der das Zusammenspiel von Speicher und EE-Anlage in einem stark von Erneuerbaren geprägten System und unverzerrt durch Marktprämien erprobt werden kann. Zugleich bietet es die Möglichkeit zur Erprobung für den künftigen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien durch einen produktionsunabhängigen Fördermechanismus².

Entsprechend der Logik der Investitionskostenförderung wird die installierte Leistung und nicht die eingespeiste kWh gefördert. Damit ist es unerheblich, ob sich Grau- und Grünstrom im Speicher mischen. Die Einspeisung erfolgt direkt in einen Graustrombilanzkreis ohne gesonderte Vergütung. §19 Abs 3 a) und b) EEG muss hierfür nicht verwendet werden. Um die Komplexität zu reduzieren, kann bis 2027 auf ein Rückzahlungsmechanismus verzichtet werden.

Beihilferechtlich kann eine Anlagenkombination noch bis Ende 2025 über das EU [Temporary Crisis and Transition Framework \(TCTF\)](#)³ gefördert werden. Um die Möglichkeiten des TCTF voll auszureizen, ist zu erwägen, ob ein Teil der Ausschreibungsvolumina der InnoA in das Jahr 2025 vorzuziehen ist.

² Bezieht sich auf die Optionen 3 und 4 zum Handlungsfeld 1 „Der Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“ aus dem BMWK Papier Strommarktdesign der Zukunft, BMWK, 2023

³ Section 2.5.1 des EU Temporary Crisis Framework erlaubt bis Ende 2025 eine Investitionskostenförderung für Erneuerbare Energien und Stromspeicher, *sowie derer Kombination*. Eine neue Notifizierung könnte darauf aufsetzen. Auf eine Verlängerung der EU-Ausnahme sollte die Bundesregierung mit Blick auf die in der Wachstumsinitiative getroffenen

2. EE-ANLAGEN MEHR SYSTEMVERANTWORTUNG GEBEN – INNOVATIONS AUSSCHREIBUNGEN MIT REDISPATCH-VORBEHALT

Über die Möglichkeit zum Netzstrombezug hinaus, sollten die InnoA als geschützter Rahmen für eine bessere System- und Netzintegration von EE-Anlage genutzt werden. Zentral ist hierfür die Abbildung von Netzengpässen im Ausschreibungsdesign. Denn grundsätzlich haben EE-Anlagen keinen Anreiz, ihr Einspeiseprofil der aktuellen Netzkapazität anzupassen. Wird die Anlage vom Netzbetreiber abgeregelt, erhält der Anlagenbetreiber die volle Ausfallsvergütung zurückerstattet.

Eine Anlagenkombination mit Speicher könnte hierfür Vorkehrungen treffen, indem Speicher als Sicherheit vor Redispatch-Eingriffen fungieren. Sollte der Entwickler einen Anreiz haben, Redispatch-Eingriffe zu vermeiden, würde die Anlagenkombination entsprechend gegenüber dem Großhandelsmarkt aber auch zu erwartenden Netzengpässen optimiert werden.

Der BVES spricht sich deshalb dafür aus, die Redispatch-Erstattung der InnoA-Anlagen im Gegenzug zur Möglichkeit des Netzstrombezugs, sowie einer neu-justierten Förderobergrenze zu reduzieren. Dies könnte durch einen limitierten Redispatch-Vorbehalt ausgedrückt werden.⁴ Dabei werden der Kombinationsauslage die Redispatch-Erschädigung, entgegen §13a Abs 2 EnWG, ersatzlos gestrichen.⁵ Um einer übermäßigen Nutzung und dauerhaften Abregelung entgegenzuwirken, sollte dieses Instrument auf die kritischsten Stunden/Tagen⁶ im Netzgebiet des anschließenden Netzbetreibers begrenzt werden.

Zudem kann der Mindestfaktor der Anlagenkombinationen nach §13j Abs 6 EnWG durch die BNetzA abgesenkt werden, sodass die Anlagen schneller im Redispatch gezogen werden. Aktuell dürfen EE nur bei weitaus höherer Sensitivität auf einen Netzengpass als fossile Energien abgeregelt werden.

Beide Stellschrauben gemeinsam schieben die Anlagenkombination in der Redispatch-Merit-Order nach vorne. Der Netzbetreiber hat damit die Möglichkeit, die Redispatch-Kosten zu reduzieren. Gleichzeitig kann der Speicher die Einspeisung flexibilisieren, weshalb ein Redispatch-Befehl nicht notwendigerweise zur Abregelung führen würde. Zusammenfassend stehen im vorliegenden Vorschlag zusätzliche Privilegien (Förderung) zusätzlicher Systemverantwortung (Senkung der Redispatchkosten) gegenüber.

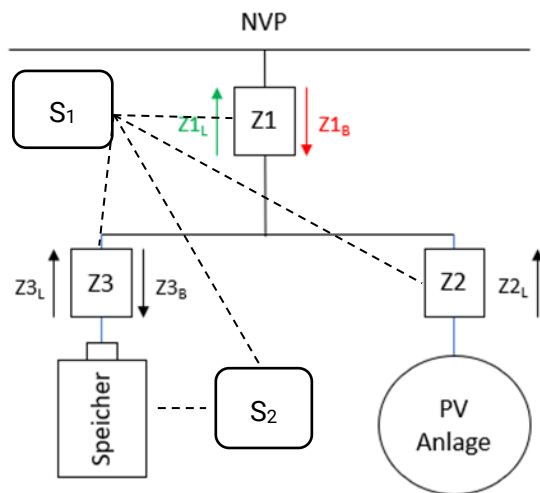
Entscheidung einer Investitionskostenförderung hinwirken. Sollte das Temporary Crisis Framework nicht über 2025 hinaus verlängert werden können, ist eine Trennung von Grün- und Graustrom nach §19 Abs. 3b EEG 2023 nötig.

⁴ Der Redispatch-Vorbehalt wurde von Ebridge und E.dis an anderer Ausgestaltung beschrieben, siehe https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2023/07/E-Bridge_EW_06_2023_Steigerung-Effizienz-und-Akzeptanz-Energiewende-durch-RD-Vorbehalt.pdf

⁵ Rechtlich wäre eine Streichung der Redispatch-Vergütung nach Artikel 13 Abs. 7 der EU-Elektrizitäts-Binnenmarkt-Verordnung dann möglich, wenn ein gesonderter Netzanschlussvertrag zur Bedingung gemacht wird. Die Verpflichtung, mit dem Netzbetreiber ein Flexible Connection Agreement zu schließen, müsste dafür im Ausschreibungsdesign verankert werden.

⁶ Angelehnt an die Spitzenlastregeln des dezentralen französischen Kapazitätsmarktes, in dem auf die 15 kritischsten Tage abgestellt wird, könnte auch hier der Redispatch-Vorbehalt für die 15 Tage mit höchster Netzbelastung gewählt werden. Alternativ könnten die 5% teuersten Redispatch-Stunden herangezogen als Limit herangezogen werden.

1 **Klassische EEG-Förderung: Messung und Bilanzierung der EEG-vergüteten Strommenge mit einer zertifizierten Software**



In Messkonzept 1 fließen Daten aus den Zählern Z1, Z2 und Z3, sowie Daten aus der Speichersoftware S2 in einer Software S1 zusammen. Die Speichersoftware S2 berechnet den Füllstand des Speichers.

Die Software S1 und S2 ist nach den technischen Anforderungen, die die Bundesnetzagentur gemäß §85d Nr. 4 EEG 2023 festgelegt hat, zertifiziert.

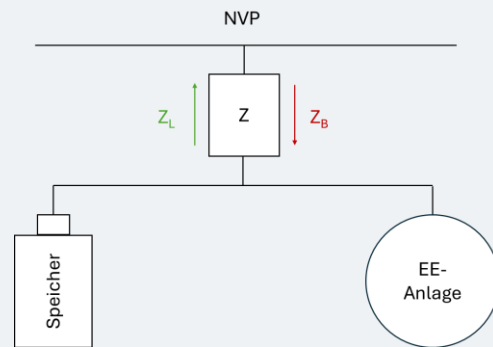
Am NVP wird gleichzeitig in zwei sortenreine Bilanzkreise eingespeist. Die Software errechnet 15-Minuten scharf die jeweils anteilige Einspeisung in die beiden Bilanzkreise. Die Berechnung wird an den MSB übermittelt.

Die dem Grünstrombilanzkreis zugeordnete Menge wird durch den Netzbetreiber vergütet.

- + Der neue §19 Abs. 3b ermöglicht die Zwischenspeicherung von erneuerbarem Strom mit EEG-Anspruch in einem Speicher, in dem ebenfalls Graustrom eingespeichert wurde. Dies wird in diesem Vorschlag umgesetzt.
- + Aufgrund der verschiedenen Messwerte ist eine sehr genaue Abgrenzung von Grün- und Graustrom möglich
- + Durch die digitalisierte Übermittlung ist eine einfache Zuordnung durch den NB möglich
- Die Festlegung der technischen Anforderungen für die Anwendung des §19 Abs. 3b EEG 2023 durch die BNetzA steht noch aus.

**2 Neue Wege:
Investitionskosten-
förderung**

**Bilanzierung aus-
schließlich in dem
Graustrombilanz-
kreis**



In Messkonzept 2 werden die Investitionskosten gefördert. Die Anlage wird insgesamt anteilig gefördert. Eine Erfassung von Grün- und Graustrommengen ist nicht erforderlich.

Alternativ kann eine Berechnung von Grün-/Graustrommengen für Herkunftsnachweise analog zu § 13 HkRNDV auf der Grundlage eingespeister Strom minus ausgespeister Strom erfolgen. Der Effizienzgrad wird gutachterlich oder durch den zertifizierten Produktnachweis bestimmt.

- + Einfachheit – erlaubt direkte Einspeisung ohne Unterscheidung
- + Fast-track Verfahren. Umsetzung möglich, ohne auf BNetzA und BSI Festlegungen zu warten

Tabelle 1: Vorschläge zu Messkonzepten

Impressum:

BVES | Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.



Oranienburger Str. 15
10115 Berlin
Sitz Berlin, AG Charlottenburg, VR 32260

Tel.: +49 30 546 10 630

E-Mail: info@bves.de