

Datum: 16.03.2022

IMPULSPAPIER ZUR ERHÖHUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT DURCH EINE REFORM DER INNOVATIONSAUKTIONEN

Das Instrument der Innovationsauktionen ist ein zunehmend wichtiger Bestandteil einer systemdienlichen Erzeugung durch erneuerbare Energien anzureizen. Sie steigern die Versorgungssicherheit, befördern die Systemintegration Erneuerbarer Energien und liefern die zunehmend notwendige Flexibilität. Für den zügigen und vor allem systemdienlichen Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung können die Innovationsauktionen eine zentrale Funktion übernehmen, wenn sie wie folgend skizziert weiterentwickelt werden.

- Mit einer schrittweisen Erhöhung (x3) der Ausschreibungsvolumina kann die erforderliche systemdienliche Integration Erneuerbarer Erzeugung deutlich angeschoben werden.
- Um die Vorteile der gekoppelten Energiespeicher für zusätzliche Systemdienstleistungen umfassend nutzbar zu machen und die Flexibilität effizient einbringen zu können, sollte auch ein Netzanschluss sowie eine Einspeicherung von Netzstrom ermöglicht werden. Über ein abgestimmtes Messkonzept (siehe Annex 1) bleibt die Vereinbarkeit mit Beihilferecht gewahrt.
- Mit dem Einsatz von systemdienlichen Leitplanken bleiben die gekoppelten Energiespeicher dennoch an die jeweilige Erzeugungseinheit gebunden. Es empfiehlt sich hier eine Lösung mit schneller Umsetzbarkeit bei möglichst hohem Systemnutzen (siehe Annex 2).
- Eine innovative Flächennutzung sollte dagegen stärker in einem separaten Segment ohne Anlagenkombination gefördert werden.

Die Innovationsauktionen erlauben die gesonderte Vergütung von erneuerbaren Energieanlagen, wenn diese an Speicher gekoppelt sind. Solche Kombinationsanlagen können die erzeugte Energie dann einspeisen, wenn sie am meisten gebraucht wird. Dies ist besonders mit Blick auf die aktuelle geopolitische Situation bei verringerter Flexibilitätsleistung durch Gas ein Beitrag zu CO₂-neutraler Versorgungssicherheit.

Die Innovationsauktionen schaffen dafür ein Segment für Innovationen, die die Wettbewerbsnachteile sinnvoller, aber noch nicht marktfähiger Technologien ausgleichen und für ein CO₂-neutrales Stromsystem benötigt werden. Sie sind dementsprechend ein wichtiger Bestandteil der Förderstruktur von erneuerbaren Energien.

Mit Blick auf das EEG 2023 sind jedoch weitere Überarbeitungen der Auktionen notwendig, damit das volle Potential der geförderten Anlagen ausgeschöpft wird.

- **Innovationsauktionen schrittweise erhöhen als Übergang in ein flexibles Energiesystem:**

Langfristig sollte Flexibilitätspotential über Knappheitssignale aus dem Markt heraus beschafft werden. Solange solche Signale jedoch nicht vorhanden oder für Flexibilität nicht nutzbar sind, muss die zusätzliche Flexibilität gezielt mitgefördert werden. Bis 2028 ist für die Innovationsauktionen über 5 GW grüner Erzeugungsleistung mit insgesamt 1,25GW/2,5GWh Speicherkapazität festgesetzt. Im aktuellen Regierungsentwurf ist keine Erhöhung dieser Volumina vorgesehen. Der BVES fordert, die Volumina der Innovationsauktionen **zu verdreifachen auf 2GW pro Jahr**. Dies stünde im Einklang mit der vorgesehenen Verdreifachung der Volumina für Freiflächen-PV.

- **Energiespeicherpotential durch Netzstrombezug voll ausschöpfen**

Speicher in den Innovationsausschreibungen dürfen bislang keinen Netzstrom beziehen. Ein Verbot der Beladung von Netzstrom verhindert die Vermischung von EEG-vergütetem Grünstrom und Graustrom. Rechtlich kommt hier das Ausschließlichkeitsprinzip bei Speichern zum Tragen. Gelänge Graustrom in den Speicher (also nicht ausschließlich Grünstrom), ist die Anlage rechtlich keine EEG-Anlage und verliert ihren Vergütungsanspruch. Dies ist sowohl in der EEG-Anlagendefinition (§3 Nr. 1 EEG), als auch in der Innovationsausschreibungsverordnung selbst (§13 Abs. 4 InnAusV) verankert.

Dies hat jedoch massive Einschränkungen für den Einsatz der Speicher zur Folge. So ist etwa ein an eine PV-Anlage gekoppelter Speicher in den Wintermonaten oder in der Nacht weitgehend nur partiell genutzt. Systemdienstleistungen darf der Speicher dennoch nicht erbringen (z.B. Frequenzregelleistung), da solche Produkte einen Netzstrombezug technisch voraussetzen.

Doch gerade erst im flexiblen Zusammenwirken mit dem Netz kann das große multi-use Potential der Speicher für Flexibilität und Systemdienlichkeit ausgespielt werden und damit wiederum die Systemkosten senken. „Stillstand“ ist für Batteriespeicher besonders ineffizient. 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 entsprechende **Formulierungsvorschlag** für die Gesetzesänderung (**Annex 2**) stellt sicher, dass eine Marktprämie, die auf der Grundlage des EEG 2021 bzw. 2022 in Verbindung mit der Innovationsausschreibungsverordnung an den Anlagenbetreiber gezahlt wird, nur für diejenige Strommenge gezahlt wird, die unter Einsatz Erneuerbarer Energien erzeugt wurde. Somit handelt es sich alleine um eine Förderung der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Hinzu kommt, dass auch den Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (2022/C 80/01) zu entnehmen ist, dass für eine Förderung eine ausschließliche Verwendung Erneuerbarer Energien gerade nicht erforderlich ist. So spricht die Definition der „Energie aus erneuerbaren Quellen“ in Ziff. 2.4 (Begriffsbestimmungen) unter Nr. 35 ausdrücklich von Hybridanlagen, bei denen der Heizwert, der anteilig auf Erneuerbare Energien entfällt, berücksichtigt wird. Eine anteilige Betrachtung ist demnach möglich und gilt auch für Speicher.

Die Speicherung von Netzstrom setzt damit eine messtechnische Abgrenzung von eigens erzeugten Grünstrommengen und Netzstrom voraus. Es muss sichergestellt werden, dass nur eigens erzeugte Grünstrommengen Anspruch auf EEG-Vergütung haben. Aussagen der EU-Kommission (Wettbewerbskommission) zufolge ist eine Mischung von Grün- und Graustrom beihilferechtlich dann möglich, wenn die geförderte Energiemenge messtechnisch sauber abgegrenzt wird. Im Grundsatz gibt es dafür zwei mögliche **Messkonzepte** mit unterschiedlichen juristischen oder technischen Implikationen. Diese sind in **Annex 1** zu finden.

- **Leitplanken für die Systemdienlichkeit bei Speichern setzen**

Das Auktionsdesign sollte ursprünglich eine ausschließliche Marktteilnahme des Speichers beschränken und die Systemdienlichkeit der Speicher gewährleisten. Denn der Speicher wird als Hybrid-Anlage gemeinsam mit der EE-Anlage auktioniert und diese Bindung sollte regulatorisch gewahrt bleiben. Außerdem sollte sich der Speicher in den Innovationsausschreibungen auch in der Betriebsführung von „stand-alone“ Speichern ohne Anlagenkombination unterscheiden.

Um dennoch eine effiziente und zusätzliche Systemdienlichkeit des Speichers zu ermöglichen, empfehlen sich „**Leitplanken**“, die eine systemdienliche Fahrweise des Speichers fördern und eine Kopplung an die EE-Anlage wahren, aber gleichzeitig die Möglichkeit des Netzstrombezugs erlauben. **Annex 3** listet einige dieser Möglichkeiten auf. Die Komplexität aber auch der Grad an Systemdienlichkeit kann dabei variieren und zeigt statische Möglichkeiten mit wenig Systemdienlichkeit, komplexe dynamische Optionen mit hoher Systemdienlichkeit und praktikable Mittelwege auf.

Wir empfehlen einen schnell umsetzbaren Mittelweg mit möglichst hohem Systemnutzen, um die **Marktblockade** von etwa 200 MW Speichervolumina für das Jahr 2022 zu **vermeiden**. Komplexere Optionen können zu einem späteren Zeitpunkt und dem Voranschreiten der Digitalisierung in der Energiewende neu bewertet, diskutiert und gegebenenfalls umgesetzt werden.

- **Effiziente Flächennutzung gesondert fördern**

Besondere Solaranlagen wie Agri- & Floating-PV sind per se innovativ und ermöglichen die Doppelnutzung von Flächen. Es empfiehlt sich, dieses Segment der Ausschreibungen technologieoffen zu gestalten und effektive Flächenausnutzung bzw. geringe Umwelteinflüsse als Kriterium in den Vordergrund zu stellen. Dazu sollten die Ausschreibungen für besondere Solaranlagen um ein Segment zur stärkeren Einbindung unkonventioneller Flächen wie Schallschutzwände, Straßenbelag oder Fassade, sowie weiteren innovativen, minimalinvasiven Erzeugungstechnologien wie bspw. Flugwindanlagen erweitert werden.

Die Pflicht, diese innovativen Anlagen als Anlagenkombination in Verbindung mit einer Flexibilitätsanforderung zu errichten, macht diese Projekte allerdings unnötig komplex und teuer. Daher sollte die **Flexibilitätsanforderung für dieses besonders innovative Segment gestrichen werden**.

Anlage: Annex 1
 Annex 2
 Annex 3

Annex 1:

Rechtliche Anpassung im EEG und der Innovationsausschreibungsverordnung

Das Verbot des Netzstrombezugs für Batteriespeicher, die als Teil einer Anlagenkombination im Sinne der Innovationsausschreibungen umgesetzt werden, ist deshalb zu streichen. Die Speicherung von Netzstrom in den Batteriespeichern setzt eine messtechnische Abgrenzung zwischen netzbezogenem Strom und dem in der gekoppelten Erzeugungsanlage erzeugten Grünstrommengen voraus. Bei der messtechnischen Abgrenzung ist sicherzustellen, dass keine dem Netz zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommengen der Ermittlung des Anspruchs nach §§ 19 Abs. 1 und 3 EEG zugrunde gelegt werden. Das Netzstromverbot ist sowohl in der EEG-Anlagendefinition (§3 Nr 1 HS. 2 EEG 2021), als auch in der Innovationsausschreibungsverordnung verankert. Für die Innovationsausschreibungsverordnung empfehlen wir folgende Änderung.

Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (Innovationsausschreibungsverordnung - InnAusV)	Kommentar
<p style="text-align: center;">§ 2 Begriffsbestimmungen</p> <p>Im Sinne dieser Verordnung ist:</p> <p>1. „Anlagenkombination“ ein Zusammenschluss</p> <p style="padding-left: 20px;">a) [...]</p> <p style="padding-left: 20px;">b) von Anlagen mit Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, wovon mindestens eine erneuerbare Energie Windenergie an Land oder solare Strahlungsenergie ist, und der über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeist,</p> <p>[...]</p>	<p>Der neu gefasste §2 Nr. 1b) InnAusV streicht das die Voraussetzung des Ausschließlichkeitsprinzips bei Speichern</p>
<p style="text-align: center;">§13 Weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen</p> <p>(4) Sofern die Anlagenkombination auch Speicher enthält, ist für die Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Abs. 1 und 3 EEG nur diejenige Strommenge des der zwischengespeicherten Stroms heranzuziehen, die ausschließlich in den anderen Anlagenteilen zu erzeugten worden ist. Hierfür ist der in den anderen Anlagenteilen erzeugte Strom von Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung aus dem Netz in den Speicher eingespeist wurde, abzugrenzen. Diese Abgrenzung kann muss entweder durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen oder, sofern dies technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist, auf der Grundlage eines Messkonzeptes rechnerisch erfolgen abgegrenzt werden. Bei der rechnerischen Abgrenzung ist sicherzustellen, dass keine dem Netz zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommengen der Ermittlung des Anspruchs nach §§ 19 Abs. 1 und 3 EEG zugrunde gelegt werden. Werden die vorgenannten Abgrenzungsvoraussetzungen eingehalten, steht die Zwischenspeicherung von dem Netz entnommenem Strom einem Anspruch aus § 19 Abs. 1 und 3 EEG für die in den anderen Anlagen erzeugten Strom nicht entgegen.</p>	<p>Der neu gefasste §13 Abs 4 InnAusV löst das Ausschließlichkeitsprinzip der gekoppelten Speicher in den Innovationsausschreibungen auf. Die gekoppelten Speicher dürfen damit Strom aus dem Netz und verlieren nicht ihren Vergütungsanspruch. Die zu vergütende Strommenge wird jedoch nur ausbezahlt, wenn sie durch ein geeignetes Messkonzept bestimmt werden kann. Gleichzeitig stellt die Formulierung klar, dass die von §19 (1) EEG gestellte Voraussetzung, dass nur Anlagen einen Vergütungsanspruch haben, die <i>ausschließlich</i> mit EE betrieben werden, unter den genannten Voraussetzungen nicht gilt.</p>

Eine entsprechende Änderung zu §2 InnAusV (neu) gilt es bei der EEG-Anlagendefinition (§3 Nr 1 HS. 2 EEG 2021) vorzunehmen.

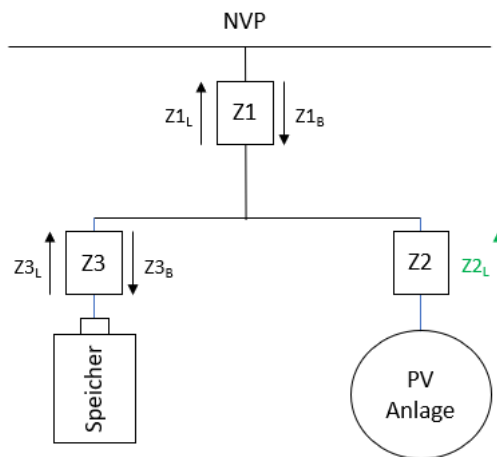
Annex 2:

Messkonzept

N°	Messkonzept	Schematische Darstellung	Beschreibung	Vorteile und Hürden
1	<p>Messung und Errechnung der EEG-vergüteten Strommenge am Netzverknüpfungspunkt</p>		<p>In Messkonzept 1 ist Z1 ein bidirektionaler Zähler, der 15-minuten-scharf Lieferung und Bezug am Netzverknüpfungspunkt misst. Die vergütete Strommenge für die Anlagenkombination ist dabei die Summe aller gelieferten kWh minus die Summe aller bezogenen kWh, bezogen auf einen zu saldierenden Zeitraum. Mathematisch kann die Separierung „grauer“ und „grüner“ kWh im Speicher über Z1 erfolgen durch:</p> $\text{Einspeisung (EEG)} = \sum Z1_L - \sum Z1_B$ <p>Der Zeitpunkt der Belieferung in das Netz ist für die Höhe der Vergütung besonders bei der fixen Marktprämie irrelevant. Denn die Höhe der Vergütung ist im fixen Marktprämienmodell vom Monatsmarktwert entkoppelt und wird nur einmal, zum Zeitpunkt der Auktion, für 20 Jahre festgelegt.</p> <p>Unter Hinzunahme von Z2 und Z3 kann zudem der Eigenverbrauch (z.B. Kühlung) des Speichers dargestellt werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - In Messkonzept 1 vermischen sich grüne und graue Strommengen im Speicher, was eine Änderung des Ausschließlichkeitsprinzips bei der Speicher-Anlagen Definition (§3 Abs. 1 EEG) nötig macht. - Messkonzept 1 errechnet einen Summenwert der EEG-Vergütung (z.B. am Ende des Monats). EEG-Strommengen haben demnach keinen „Zeitstempel“. + Messkonzept 1 kann mit zwei weiteren Zählern am Speicher den Speichereigenverbrauch und mögliche andere Verbraucher mitberechnen.

2

Messung der EEG- vergüteten Menge am Netz- verknüpfungspunkt



In Messkonzept 2 wird die EEG-vergütete Strommenge nicht bei der Einspeisung (Z1), sondern an der Erzeugungsanlage (Z2) gemessen. Dies ist möglich, solange keine Stromabnehmer mit Eigenverbrauch hinter Z1 liegen (so der Fall bei den Innovationsauktionen). Die EEG-Vergütung wird erfasst durch:

$$\text{Einspeisung (EEG)} = \sum Z2_L$$

- + Messkonzept 2 erlaubt, EEG-Strommengen 15min-scharf zu erheben.
- + Messkonzept 2 benötigt keine Neudefinition der EEG-Anlagendefinition, da der Speicher ein Graustromspeicher bleibt und der EEG-Status irrelevant ist. Eigenverbrauch muss jedoch ausgeschlossen werden.
- + Messkonzept 2 wird bereits in Großbritannien praktiziert ([Link](#), Seite 42)
- + Messkonzept 2 kann beihilferechtlich nicht beanstandet werden.
- Messkonzept 2 missachtet Speicherverluste, da diese auch vergütet werden. Auch wenn nur 90% der Strommenge ins Netz gelangen, werden 100% vergütet. Die Relevanz dieses Verlustes ist bei Batteriespeichern mit generell hohen Effizienzraten von mindestens 90% jedoch gering. Eine anderweitige Erfassung des Speicherverlustes wäre denkbar, z.B. durch eine Reduzierung der EEG-Zahlung um 10%.

Annex 3:

Möglichkeiten einer „Leitplanke“ für den Speicher

N°	Modell	Beschreibung	Komplexität	Systemdienlichkeit	Erläuterung der Vorteile/Nachteile der Leitplanke
1	Einspeisekappung	Die Speicher muss zur Glättung der Erzeugungs- und Einspeisespitzen genutzt werden. Ähnlich wie bei EEG-Auf-Dach-Anlagen könnte eine künstliche Einspeiselimitierung als Anteil der maximalen Erzeugungleistung der EE Anlage festgesetzt werden. Berechnungen zeigen, dass mit einem 2h-Speicher die Einspeiseleistung einer PV-Anlage um 35% ihrer Kapazität (DC) ohne Erzeugungsverlust „gedrosselt“ werden könnte.	Niedrig	Niedrig	<ul style="list-style-type: none"> + Minimale gesetzliche und praktische Änderung nötig - Die Kappung kann je nach Standort für das Netz nicht nötig sein bzw. die volle EE-Leistung sogar im Energiesystem benötigt werden.
2	Limi-tierte Bezugsmenge an Netzstrom	Damit die Speicher weiterhin einen engen Bezug zur EE-Erzeugungseinheit haben, ist die Beladung vom Netz auf z.B. 30% der Jahresbeladeenergiemenge zu beschränken. Die restlichen 70% dürfen wie bisher nur von der zugehörigen EE-Erzeugungseinheit bezogen werden.	Niedrig	Mittel	<ul style="list-style-type: none"> + Sehr einfach umsetzbar, Strommengenprüfung könnten durch jährliche Prüfung durch Umweltgutachter mitgewährleistet werden + Speicher verhält sich marktdienlich, ohne die Kopplung zur Anlage aufzugeben - Unklarer Effekt auf Netz und System, da sich die Bezugsstrategie zwar am Strompreis orientieren wird, jedoch der Speicher unter Umständen auch bei höheren Preisen aktiv wird
3	Netzstrom-Bezug nur bei hohem EE-Anteil oder niedrigem	Der Netzstrombezug muss an die Erzeugung erneuerbarer Energien gekoppelt werden. Dementsprechend würde der Speicher immer dann Netzstrom beziehen dürfen, wenn der Anteil Erneuerbarer einen gewissen Prozentsatz übersteigt. Dieser Prozentsatz sollte sich am durchschnittlichen Anteil der Erneuerbaren orientieren und mit dem voranschreitenden Erneuerbaren Ausbau erhöht werden. Indirekt könnte dieser Vorschlag auch über eine Strompreisgrenze umgesetzt werden. Da der Anteil Erneuerbarer in der Regel Auswirkungen auf den Strompreis hat und hohen Anteile geringere Preise auslösen können. Unterhalb der festgesetzten Strompreisgrenze kann der Speicher dann Strom aus dem Netz beziehen.	Mittel	Hoch	<p>Kopplung an EE-Anteil:</p> <ul style="list-style-type: none"> + Systemisch sinnvolle Kopplung an EE Anteil + Steigende Marktwerte für Erneuerbare durch höhere Verbräuche in Zeiten hoher EE Einspeisung - Herausforderungen in der Operationalisierung - Aufwändige Überprüfung und Kontrolle notwendig

	Strompreis				<p>Kopplung an Preissignal:</p> <ul style="list-style-type: none"> + Relativ einfache Umsetzung mit einfachen Einsatzsignalen + Steigende Marktwerte für fluktuierende Erneuerbare Energien - Herausforderungen bei der Festlegung der Preisgrenze - Inflexibilität bei disruptiven Entwicklungen im Strompreis
4	Minimum an Vollaststunden (VLS):	Die Anlagenkombination muss ein Minimum an Vollaststunden bezogen auf die Netzanschlussleistung aufzuweisen. Um die nötigen VLS zu erreichen, muss der Speicher die Erzeugungsspitzen einspeichern und wieder einspeisen. Eine Kombination von Wind, PV und Speicher wird so wahrscheinlicher.	Hoch	Mittel	<ul style="list-style-type: none"> + Verstetigt die Einspeisung und reduziert Einspeisespitzen + Effektive Flächennutzung und Infrastrukturnutzung - Kein Abgleich mit der tatsächlich benötigten Netzkapazität, die Glättung ist womöglich nicht nötig. - Hohe genehmigungsrechtliche Komplexität bei Doppelnutzung (PV und Wind) derselben Fläche - Würde das Gebotsvolumen massiv reduzieren, deshalb möglicherweise als eigenes Segment auszugliedern
5	Niedrigerer Redispatch-Faktor für In-Aus-Anlagen	Anlagenkombinationen könnten gezwungen werden, schneller (und womöglich ohne Kompensation) in den Redispatch zu gehen. Aktuell dürfen EE nur bei weitaus höherer Sensitivität auf einen Netzengpass als fossile Energien abgeregelt werden. Sie liegen somit „am Ende“ der Redispatch-Merit-Order. Da der Speicher jedoch die Einspeisung flexibilisieren kann, würde ein Redispatch-Befehl nicht zur Abregelung führen. Folglich könnten Anlagenkombinationen ihren systemdienlichen Wert dadurch ausspielen, indem sie dem VNB als „günstige“ Option für den Redispatch zur Verfügung steht.	Hoch	Hoch	<ul style="list-style-type: none"> + Hoher Systemwert, da das dynamische Modell die tatsächliche Netzauslastung betrachtet - Berechnung eines separaten Faktors (aktuell 10) für Innovationsanlagen möglich aber nicht trivial - Weitere Leitplanken nötig, sodass der Eingriff das Flexibilitätspotential nicht beliebig überschreiten kann oder der Redispatch nicht durch Marktaktivitäten (z.B. PRL) „blockiert“ wird