

bne-Positionspapier

# Solarpaket II sollte auch Speicherpaket werden

Vermarktung von Prosumer-PV standardisieren, Ausbau von Speichern deutlich vereinfachen, EEG-Konto entlasten

**Berlin, Juni 2024:** Das Solarpaket I hat viele Vereinfachungen für Gebäude-PV-Anlagen eingeführt und wird auch positiv auf den Ausbau der Freiflächen-PV-Anlagen wirken. Nun gilt es, die Fragen zu beantworten, die mit dem geplanten **Hochlauf der Photovoltaik** entstehen, so dass dieser – wie im EEG vorgesehen – **in wenigen Jahren bei über 20 Gigawatt pro Jahr** liegt. Der bne bringt hierzu konstruktive **33 Punkte für das Solarpaket II** ein, die keine zusätzlichen Kosten im EEG verursachen, das EEG-Konto entlasten und maßgeblich der Systemsicherheit dienen.

**Zu viele kleine PV-Gebäudeanlagen** sind für die Energiewirtschaft weder steuerbar noch sichtbar, noch haben diese Anlagen ausreichend Anreize, sich markt- oder netzdienlich zu verhalten. Obwohl die Anlagenbetreiber seit Jahren entsprechend der EEG- und der VNB-Vorgaben Steuerungstechnik verbauen, sind die VNB trotzdem nicht in der Lage, diese Anlagen sicher zu steuern. Da dies zunehmend zum Problem wird und die Systemsicherheit gefährdet, werden Maßnahmen nötig: **Prosumer-PV-Anlagen sollen in einen „Marktbetrieb“ gehen und damit Signale aus dem Strommarkt erhalten.** Mit dem **Energy-Sharing** sollte zusätzlich die **Möglichkeit der lokalen Bilanzierung** gestaltet werden.

Bei Großanlagen (PV-Freiflächenanlagen, Großspeichern) sind die Themen **Netzanschlüsse und Netzanschlussleitungen** zentral. Grundsätzlich sollte es möglich werden, **Speicher an PV-Anlagen** ohne erheblichen Aufwand zu integrieren und das **Retrofitting von Bestandsanlagen mit Speichern** soll vereinfacht werden. Bei Solarparks sollte die **Flächenfrage zwischen der Energiewirtschaft und der Landwirtschaft** gelöst werden. Es ist nämlich nur schwer nachvollziehbar warum die professionelle maschinelle Flächenpflege in einem Solarpark mit dutzenden Hektar entsprechend einem **biodiversitätsfördernden Pflegekonzept** (vgl. Mindestkriterien des Solarpaket 1) nicht als Landwirtschaft zählt. Landwirten sollte es erlaubt werden, **in Solarparks „Artenvielfalt zu produzieren“** und dies soll **rechtlich eine hauptsächlich landwirtschaftliche Nutzung** darstellen. Die **Weiterentwicklung der Anlagenverklammerung** bei Solarparks die Agri-PV unterstützen und Beteiligung an Solarparks vereinfachen.

## Top-Punkte im Überblick

### EEG-Ausbauziele absichern

- PV-Ausbau-Deckel im EEG streichen und EEG-Mengengerüst reparieren

### Gebäude-Photovoltaik

- Zugang zur Direktvermarktung für kleine Anlagen ab dem ersten Tag ermöglichen (Verfügbarkeit der Marktlokations-ID bei Inbetriebnahme gewährleisten)
- „Marktbetrieb“ als neues Qualitätsmerkmal bei Inbetriebnahme zum Standard machen
  - Qualitätsmerkmal: iMSys + Steuerbox, Viertelstundenbilanzierung, Preissignale
  - Prosumer erhalten Strommarkt-Signale und dürfen Netzstrom einspeichern (Flexibilisierung)
  - Verbesserte Bilanzierung und verbesserte Steuerbarkeit der Prosumer (gleicht VNB-Defizite aus)
- Energy Sharing skalierungsfähig umsetzen, als Grundlage für die lokale Bilanzierung

### PV-Freiflächenanlagen

- Kommunalbeteiligung weiterentwickeln („Catch-All“, Kommunikation mit Kommune, Länderregeln)
- Landwirte sollen in Solarparks „Artenvielfalt produzieren“ dürfen: Wenn die Pflege eines artenreichen Solarparks eine hauptsächlich landwirtschaftliche Nutzung darstellt, kann man die Flächenfrage zwischen Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Naturverträglichkeit beantworten – auch in PPA-Anlagen.
- Steuerliche Fragestellungen bei Solarparkflächen auflösen (neuer Vorschlag, Kompromiss)

### Speicher / Batteriespeicher

- Umfassender Hemmnis-Abbau bei Großspeichern
  - Planungssicherheit bei BKZ und Netzentgelten
  - Co-Location-Speicher bei PV-Freiflächenanlagen vereinfachen (Segment 1 und bei PPA-Anlagen)
  - Retrofit von Speichern an Solarparks, bei Einhaltung der Netzparameter
- Wechsel zwischen Grün- und Graustromeinspeicherung beschleunigen

### Wettbewerb stärken

- NZIA schnell umsetzen
- Zölle auf Solarglas abschaffen

## Inhaltsverzeichnis

<b>Top-Punkte im Überblick.....</b>	<b>2</b>
<b>EEG-Ausbauziele absichern .....</b>	<b>5</b>
(1) PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen & Mengengerüst reparieren.....	5
(2) AC- statt DC-Zielsetzungen auch bei der Photovoltaik .....	5
<b>Gebäude PV .....</b>	<b>6</b>
(3) Digitalisierung des Netzanschlussprozesses (alle Vermarktungsinfos ab Tag 1).....	6
(4) Steuerbarkeit und Bilanzierung von PV-Anlagen & Heimspeichern verbessern .....	7
(5) Prosumer-PV-Anlagen sollen in einem „Marktbetrieb“ Signale aus dem Strommarkt erhalten .....	8
(6) Steuerboxen: Zertifizierung darf nicht Flaschenhals werden (Herstellereklärung zulassen) .....	9
(7) “Monatsmarktwert Solar” (bei PV <1 MW) und negative Marktwerte verhindern .....	11
(8) Energy Sharing stückweise umsetzen: Von einfach bis komplex.....	11
(9) Mieterstrom vereinfachen (Verzicht auf „90%-Kriterium & Stromkennzeichnung) .....	14
(10) Solaranlagen auf Gebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind .....	14
(11) IT-Vorgaben nicht ständig ändern - Ermächtigungsgrundlage einschränken.....	15
(12) Messung entbürokratisieren: MID-Zähler zulassen – wie im Rest der EU .....	15
(13) Zentrales Installateursverzeichnis im Marktstammdatenregister .....	16
(14) Bestrafung bei zu früher Inbetriebnahme abschaffen .....	16
<b>PV-Freiflächenanlagen .....</b>	<b>17</b>
(15) Kommunalbeteiligung (rechtsicheren Kommunikation, Verhältnis zu Landesregelungen) .....	17
(16) Recht zur Verlegung von Leitungen (§11a EEG, Mustergestattungsverträge).....	18
(17) Flächenfrage: Solarparks und landwirtschaftlich genutzte Flächen .....	19
(18) Erbschafts- und Schenkungssteuer- und Grundsteuer-Problematik lösen, zumindest in Solarparks mit artenvielfaltfördernder Flächenbewirtschaftung .....	21
(19) Agri-PV (Volumenanpassung nötig, Anpassungen GAPDZV empfehlenswert).....	22
(20) Agri-PV (Anlagenzusammenfassung mit Nicht-Agri-PV-Anlagen abschaffen) .....	22
(21) „Beteiligungs-PV“: Solarparkteile für Beteiligungszwecke (Problem: Anlagenverklammerung) ...	23
(22) Netzanschluss von EEG-Anlagen: Netztransparenz ist entscheidend! .....	23
<b>Speicherausbau maximal beschleunigen.....</b>	<b>24</b>
(23) Baukostenzuschuss (Rechtssicherheit und Vereinheitlichung) .....	25
(24) Anschlussregelung bei Netzentgelten von Speichern rechtzeitig regeln .....	25
(25) Batteriespeicher an PV-Freiflächenanlagen (Co-Location vereinfachen) .....	25
(26) Retrofit von Batteriespeichern bei Einhaltung netztechnischer Parameter .....	27
(27) Wechsel zwischen Grün- und Graustromeinspeicherung beschleunigen.....	28

(28)	Netzanschlussleitungen bei Speichern vereinfachen.....	29
(29)	Grün- und Graustromspeicheranlagen: Netzanschlusspunktoptimierung .....	29
(30)	Innovationsausschreibungen für Speicher reparieren und reformieren.....	29
(31)	Speichereinsatz in SMARD abbilden (Batteriespeicher sichtbar machen) .....	31
<b>V:</b>	<b>Wettbewerbsfähigkeit der Modulhersteller stärken .....</b>	<b>31</b>
(32)	Zölle auf Solarglas abschaffen .....	31
(33)	NZIA-Resilienzausschreibung zeitnah umsetzen .....	32

Unser Positionspapier gliedert sich in fünf Bereiche: Absicherung der **EEG-Ausbauziele und Systemsicherheit**, **Gebäude-PV**, **Freiflächen-PV**, **Speicher** und Stärkung der **Wettbewerbsfähigkeit**. Wir möchten mit Rand-Icons zusätzlich kennzeichnen, welche Anregung primär welchem Ziel dient:



Systemsicherheit erhöhen & Zielerreichung absichern



Zeit sparen



Kosten sparen



Bürokratie abbauen



EEG vereinfachen



Zielerreichung

## EEG-Ausbauziele absichern

### (1) PV-Ausbau-Deckel des EEG 2023 streichen & Mengengerüst reparieren

Es gibt immer noch Regelungen im EEG, die den Ausbau von Erneuerbaren Energien deckeln, und damit die gesamte Zielerreichung deutlich erschweren. Hierzu zählt insbesondere die **Regelung, dass bei der Photovoltaik die förderfrei errichteten PPA-Anlagen von den Ausschreibungsvolumina abgezogen werden**, sowohl im Freiflächensegment als auch im Dachanlagenbereich. Die Ausschreibungsmengen gemäß § 28a EEG werden jeweils im Folgejahr um jene Zubaumengen verringert, die beispielsweise als förderfreie PPA-Anlagen oder im Bürgerenergie- und Kleinanlagensegment errichtet wurden. Dieser Deckel wurde vor der “Zeitenwende” und der Energiekrise festgelegt (EEG 2021). Dieser Mechanismus ist ein **implizierter Ausbaudeckel bei der Photovoltaik, der sogar dann aufrechterhalten wird, wenn es z.B. bei Windkraft an Land deutliche Zielverfehlungen gibt**. Zudem gibt es **im EEG bereits substanzielle Mengen, die bisher nicht ausgeschrieben wurden**, jedoch in den Zielmengenpfad zählen und nicht ausgeglichen werden. Gemeint sind die Ausschreibungen für Wasserstoff (§ 28f EEG und § 28g EEG) mit aktuell 1,45 GW zu installierender Leistung (2023: 1,2 GW, ab 2025: > 1,6 GW). Diese Mengen werden nach dem aktuellen Mechanismus nicht nachgeholt. Als schnelle Lösung sollten die **Mengen auf das Segment 1 übertragen** werden, da dort die Unterzeichnung unwahrscheinlich ist.

Lösung: Das **Mengengerüst im EEG sollte repariert werden**. Die Deckelung des PV-Ausbaus sollte gestrichen werden, indem **§ 28a Abs. 3 Nummer 2b** aufgehoben oder weiterentwickelt wird. **PPA-Volumen sollen erst dann von den Ausschreibungsvolumen abgezogen werden, wenn sowohl der jährliche Zielwert von 10 GW bei Windenergie an Land erreicht als auch das jährliche Gesamtziel des PV-Ausbaus überschritten wird**. Zudem sollten repowerte Mengen (Freiflächenanlagen und Gebäude-PV) nicht angerechnet werden, da für die Erreichung der im Gesetz formulierten Ziele der Nettozubaubau entscheidend ist und nicht der Bruttozubaubau. Zusätzlich sollten die in den Jahren 2023 und 2024 ausgefallene Ausschreibungsvolumen der Ausschreibungen für Wasserstoff (§ 28f EEG und §28g EEG) auf das Segment 1 übertragen werden.

### (2) AC- statt DC-Zielsetzungen auch bei der Photovoltaik


Die Ausbauziele der Photovoltaik sollten, wie die Zielsetzungen aller anderer Erneuerbarer Energien auch, in **Wechselstromleistung statt in Gleichstromleistung** formuliert werden. Wir haben ein Wechselstromnetz. Folglich ist die Wechselstromleistung die relevante Größe. Bei der Umstellung sollen keine Nachteile oder Unsicherheiten für schon erteilte Zuschläge entstehen. Auch sollten die Zahlenwerte im EEG-Mengengerüst künftig in Gigawatt statt Megawatt angegeben werden.


Lösung: Die jährlichen **PV-Ausbauziele in Gigawatt-Wechselstromleistung** festlegen.

## Gebäude PV

Mit der Gebäude-PV ist es gelungen privates Kapital für die Energiewende zu hebeln und den PV-Ausbau voranzutreiben. Aktuell entfällt auf die Gebäude-PV etwa zwei Drittel der neu installierten Leistung. Der bne begrüßt ausdrücklich die weiteren Vereinfachungen, die im Solarpaket I für diesen Bereich erreicht wurden. Es ergeben sich durch den Ausbau der Gebäude-PV auch erhebliche Herausforderungen, denn viele kleine **PV-Gebäudeanlagen sind für die Energiewirtschaft weder steuerbar noch sichtbar**, noch haben diese Anlagen bedeutsame Anreize, sich markt- oder systemdienlich zu verhalten. Obwohl die Anlagenbetreiber seit Jahren entsprechend der Vorgaben der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) Steuerungstechnik verbauen, sind die VNB trotzdem nicht in der Lage, diese Anlagen sicher abzuschalten oder zu „dimmen“. Das wird aber nötig, wenn die PV-Produktion über der Last im System liegt – was in wenigen Jahren der Fall sein wird. **Die von den VNB geforderte Rundsteuertechnik ist dafür ungeeignet** und sollte für Neuanlagen komplett aus den TAB gestrichen werden. Weil die **mangelhafte VNB-Steuerung** zunehmend zum Problem werden wird, werden Maßnahmen nötig: Wir schlagen deswegen vor, dass **Prosumer-PV-Anlagen in einen „Marktbetrieb“ gehen und damit Signale aus dem Strommarkt erhalten sollen**. Sie sollten über Smart-Meter **in die Viertelstundenbilanzierung eingebunden** werden und können auch **aktiv vermarktet** werden. Große Teile dieser Regelung sind bereits heute im EEG und MsGB angelegt – es fehlt aber an Details, Fristen und Vorgaben, insbesondere an die VNB. Die Energiewendekompetenz mancher VNB oder der grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) oder erneute Verzögerungen wegen BSI-Zertifizierungsfragen (Steuerbox) dürfen keinen Flaschenhals darstellen. Es braucht die Anerkennung einfacher Zähler (vorgesehen in der Strommarkt-VO) und eine **Verlängerung der Herstellererklärung für den Einbau von Steuerboxen** (weiteren **BSI-Zertifizierungs-Flaschenhals ab 2025 vermeiden**). Die **Digitalisierung des Netzanschlussprozesses** ist nötig, womit gemeint ist, dass alle Informationen für die **Vermarktung ab Tag dem ersten Tag** zur Verfügung stehen müssen. VNB die dies nicht können, sollen Nachteile in der Regulierung erhalten. Vermarktete Anlagen sind zudem von den Vermarktern steuerbar. Daher eignet sich die Maßnahme, die Defizite auf der Seite vieler VNB schnell auszugleichen. Dies nützt der Systemsicherheit. Zusätzlich sollte mit dem **Energy-Sharing** die **lokale Bilanzierung skalierungsfähig gestaltet** werden. Wir schlagen ein **gestuftes Modell** vor, das viele Vorarbeiten aus der Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nutzt.

### (3) Digitalisierung des Netzanschlussprozesses (alle Vermarktungsinfos ab Tag 1)

 Der Netzanschluss ist nicht nur technisch, sondern auch **prozessual aufwendig, langwierig und mit hohen administrativen Kosten verbunden**. Die Anmeldung der Anlagen im Marktstammdatenregister, die Fertigmeldung der Anlagen sowie die Abrechnung von Einspeisevergütungen und sämtliche Meldeprozesse für die PV-Direktvermarktung muss digitalisiert und standardisiert werden. Die Anmeldung zur Direktvermarktung für PV-Anlagen bis 30 kW lässt sich beschleunigen, indem eine **digitale Meldung und die Teilnahme an der Direktvermarktung ab Tag 1** möglich wird (vgl. „Marktbetrieb“). Es sollte ein Prozess in der Marktkommunikation etabliert werden, der sicherstellt, dass die **MaLo-ID für die Einspeisung automatisch, spätestens innerhalb von 24 Stunden nach Inbetriebnahme** vom Netzbetreiber an den Betreiber der Kundenanlage, den Messstellenbetreiber und den Lieferanten bzw. Direktvermarkter übermittelt wird. Weiterhin muss die Installation eines intelligenten Messsystems durch den Messstellenbetreiber obligatorisch sein, damit eine Markteinbindung schnell gelingt.



Dies erlaubt auch die Umstellung der **Bilanzierung des Bezugs und der Einspeisung auf Viertelstundenwerte** und **erlaubt eine potenzielle Steuerbarkeit**, auch wenn der lokale VNB diese nicht sicher gewährleisten kann (z.B. wegen dysfunktionaler Rundsteuertechnik). Mit solch einer Regelung **könnten auch Speicher schneller in der Direktvermarktung teilnehmen** und wirtschaftlich betrieben werden (s. § 8 Abs. 7 EEG). **Derzeit** kann die Anmeldung zur Direktvermarktung und die Teilnahme des Speichers am Strommarkt **erst Wochen bis Monate nach der Inbetriebnahme** erfolgen. Das ist, als bekäme der Kunde von der Telekom zwar einen Telefonanschluss, aber seine Telefonnummer erst Monate später und nur auf Nachfrage mitgeteilt. Ab 01.01.2025 ist der Einbau von intelligenten Messsystemen (ImSys) bei Anlagen ab 7 kW vorgeschrieben. **Im Solarpaket sollte eine Regelung enthalten sein, die eine rechtzeitige Mitteilung der MaLo-ID verpflichtend vorgibt.**

Lösung: Grundsätzlich muss die gesetzliche Grundlage deutlich machen, dass der gesamte Netzanschlussprozess von kleineren PV-Anlagen und Speichern umfassend digitalisiert und standardisiert werden muss. Konkret empfiehlt der bne deshalb, eine Anpassung in **§ 8 Absatz 7 EEG**, d.h. dass **Netzbetreiber dem Anschlussbegehrenden nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich (innerhalb von 24h) auch die MaLo-Identifikationsnummer** für die erzeugende Marktlokation oder Marktlokationen am Netzverknüpfungspunkt mitteilen. Die VNB, die das nicht können, sollen hinsichtlich der Energiewendetauglichkeit schlecht bewertet werden.

#### (4) Steuerbarkeit und Bilanzierung von PV-Anlagen & Heimspeichern verbessern



Viele Netzbetreiber können große Teile der PV-Leistung im Bereich der Gebäude-PV nicht zuverlässig steuern, obwohl die von den VNB geforderte Steuertechnik von den Anlagenbetreibern verbaut (und bezahlt) wurde. Insbesondere bei PV-Anlagen mit Heimspeichern ist dies der Fall, aber auch bei größeren Anlagen. **Die von den VNB geforderte Rundsteuertechnik ist vollkommen ungeeignet, die PV-Einspeiseleistung passgenau zu reduzieren.** Sie ist zudem ungeeignet um im Rahmen des Redispatch eingesetzt zu werden (vgl. [Consentec-Gutachten, Bundesnetzagentur \(BNetzA\)](#)). Daher sollte der **Einbau von Rundsteuertechnik gestoppt werden**. Die Steuerung muss künftig über intelligente Messsysteme (iMSys) erfolgen, die bei Neuanlagen mit Heimspeichern obligatorisch werden müssen (Ab 01.01.2025 ist der Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) bei Anlagen ab 7 kW vorgeschrieben). **So schnell es geht sollte jede PV-Anlage mit Heimspeicher (Prosumer) über Smart Meter in die Viertelstundenbilanzierung (Sichtbarkeit verbessern)**, wobei auch Anreize für den Anlagenbestand gegeben werden sollten („Marktbetrieb“, s.u.). Ausnahmen soll es nur für Steckersolargeräte und ggf. Anlagen unter 7 kW geben. Zusätzlich müssen die Anlagen steuerbar werden. Technische Lösungen wie die „FNN-Steuerbox“ stehen zur Verfügung, dürfen aber nicht durch einen **BSI-Zertifizierungsflaschenhals ab 2025** ausgebremst werden (Problem & Lösung in Punkt 6). Greifen diese Maßnahmen, wird sich die **Bilanzierung der PV-Anlagen mit Heimspeichern erheblich verbessern**, da Prosumer aus dem Standardlastprofil in die **Viertelstundenbilanzierung** wechseln. Gelingt der schnelle Rollout von Steuerboxen, wird sich auch die Steuerbarkeit verbessern.

Lösung: Jede PV-Anlage mit Heimspeicher (Prosumer) muss über Smart Meter in die **Viertelstundenbilanzierung** gebracht werden (obligatorisch bei Anlagen >7 kW). Der **Einbau von ungeeigneter Rundsteuertechnik sollte gestoppt werden**. Stattdessen muss der Einbau von **Steuerboxen** vereinfacht und beschleunigt werden (Details im Punkt 6).

## (5) Prosumer-PV-Anlagen sollen in einem „Marktbetrieb“ Signale aus dem Strommarkt erhalten



Prosumer-PV-Anlagen sollen obligatorisch mit intelligenten Messsystemen (iMSys) ausgestattet werden, um sie für die Energiewirtschaft sichtbar zu machen und in die Viertelstundenbilanzierung zu bringen (siehe vorheriger Punkt, teilweise bereits geregelt). Wenn die Prosumer-PV-Anlagen für die Energiewirtschaft sichtbar sind, sollten sie **Preissignale aus dem Strommarkt** erhalten. Ein neu zu schaffender „**Marktbetrieb**“ sollte der Standardfall bei der Anlageninbetriebnahme werden, wobei vereinfacht gesagt die Prosumer-PV-Anlagen mit einem zeitvariablen Stromtarif gekoppelt werden – und den **Strompreis als Flexibilitätssignal** sehen und nutzen dürfen. Der Marktbetrieb ist nichts grundsätzlich Neues, sondern ein Qualitätsmerkmal:

### Marktbetrieb bei Prosumer-PV ist ein Qualitätsmerkmal:

- Intelligentes Messsystem ist vorhanden und getestete Steuerbox ist vorhanden
- Prosumer-PV-Anlage ist in der Viertelstundenbilanzierung
- Preissignal kommt bei der Prosumer-PV-Anlage an

Im Marktbetrieb kann sich ein Prosumer weiterhin lokal optimieren. Als **Anreiz für die Flexibilisierung** sollten die **Speicher der Prosumeranlagen im Marktbetrieb Netzstrom einspeichern dürfen**, d.h. eine bessere Speichernutzung erlauben (Marktbetrieb ist somit attraktiver als Eigenverbrauchsoptimierung). Die Mengenabgrenzung erfolgt rechnerisch. Der **Marktbetrieb ist noch keine aktive Direktvermarktung**, aber die Vorbereitung dafür. Wenn iMSys verbaut sind, kann der Wechselrichter bzw. die Batterie über die **Steuerbox** gesteuert werden (Probleme und Lösungen vgl. Punkt 6). Weil dies die gesicherte Steuerbarkeit der PV-Prosumer erlauben würde – die aus Systemsicherheitsgründen gegeben sein muss – könnte der Einbau und einmalige Nachweis der Steuerung [bei Neuanlagen] über die Netzentgelte finanziert werden, ggf. auch dann, wenn dies von einem wMSB umgesetzt wird. Dieser Schritt ist legitim, denn so kann sehr schnell eine leistungsfähige Steuerbarkeit von Prosumer-PV-Anlagen hergestellt werden. **Die Einspeiseleistung könnte bei Systemüberlastungen (z.B. durch die ÜNB) gedimmt werden**, wenn eine entsprechende Schnittstelle gebaut wird. Im Ergebnis entsteht die getestete Steuerbarkeit über Smart Meter, unabhängig von der Prozesskompetenz des VNB. **Der Marktbetrieb macht Prosumer-PV schlüsselfertig für die Vermarktung.**

Lösung: Der **Marktbetrieb stellt ein neues Qualitätsmerkmal für Prosumer-PV-Anlagen dar** und baut auf bestehenden Regeln auf. Die heutige Eigenverbrauchsoptimierung bei PV-Prosumern sollte durch aus Nutzersicht attraktiveren „Marktbetrieb“ ergänzt werden. **Im Marktbetrieb soll es den Heimspeichern erlaubt sein, Netzstrom zu laden.** Voraussetzung ist dafür die Viertelstundenbilanzierung über iMSys, eine Steuerbox und ein Tarif mit Preissignal. **Der Marktbetrieb ist noch keine aktive Direktvermarktung**, aber die Vorbereitung dafür („Vermarktungs-Ready“). Marktbetrieb sollte der **Standardfall bei der Anlageninbetriebnahme** werden, den man aktiv abwählen muss, wenn man z.B. die heutige Teileinspeisung möchte. Prosumer-PV-Anlagen im Marktbetrieb werden i.d.R. mit einem zeitvariablen Stromtarif gekoppelt und sehen den Strompreis als Flexibilitätssignal für den Speichereinsatz. Die Anlagen können über das Smart-Meter Steuersignale empfangen, was auch standardisiert werden sollte.



Der **Schwellenwert für die "Steuerbarkeit" durch den Verteilungsnetzbetreiber (!)** sollte bei der Inbetriebnahme im Marktbetrieb [auf 100 kW] bzw. **[bis zum Schwellenwert für die verpflichtenden Direktvermarktung]** angehoben werden. Dieser Schritt ist legitim, denn die von vielen VNB präferierte Rundsteuertechnik zur Steuerung von Kleinanlagen funktioniert ohnehin nicht zuverlässig. **Die Steuerbarkeit fällt aber nicht weg, sondern wird digitalisiert und standardisiert.** PV-Anlagen im „Marktbetrieb“ sind in die Viertelstundenbilanzierung eingebunden und haben eine Steuerbox, die grundsätzlich auch der VNB nutzen kann, sofern dieser dazu in der Lage ist (bei großen VNB gegeben, bei kleinen VNB fraglich). **Marktbetrieb kann auch bei Bestandanlagen hergestellt werden und den Eigenverbrauchsoptimierungs-Anreiz ablösen.** Die Nachrüstung der Steuerbox löst auch die dysfunktionale Rundsteuertechnik ab. In der Belieferung im „Marktbetrieb“ wird sich der Dispatch erheblich verbessern (keine SLP- Belieferung mehr). Lieferanten sind zur Bilanzkreistreue verpflichtet. Sie können Einzelanlagen aktiv vermarkten, oder ganze Anlagencluster über den Strommarkt ausgleichen.

Lösung: Der **Schwellenwert für die "Steuerbarkeit" durch den Verteilungsnetzbetreiber** sollte bis zum Schwellenwert für die verpflichtenden Direktvermarktung angehoben werden. Damit wird es schnell obsolet, Rundsteuertechnik nach VNB-Vorgaben zu verbauen, die aus einer Systemsicherheitsperspektive ohnehin nicht zuverlässig funktioniert. Die **digitalisierte Steuerbarkeit der Anlagen soll ausschließlich über das iMSys und Steuerboxen** erfolgen und wird durch die Inbetriebnahme im „Marktbetrieb“ geprüft.

In der Vermarktung von Prosumer-PV-Anlagen bestehen heute Probleme, die die Attraktivität mindern. So wird z.B. der Haushalt von direktvermarkteten Prosumer-PV-Anlagen beim marktlichen Herunterregeln in den Netzbezug geschoben und zahlt Netzentgelte für die aus dem Netz bezogenen Kilowattstunden. Grundsätzlich soll dies auch so sein, denn Netzentgelte sind wichtig. Durch die kommunikative Anbindung der Prosumer an den Energiemarkt werden aber auch andere Tarife möglich.

Lösung: Ein einfacher Variante kann **am Hausanschluss auf null geregelt** werden.

## (6) Steuerboxen: Zertifizierung darf nicht Flaschenhals werden (Herstellereklärung zulassen)



Ab 2025 werden PV-Anlagen über 7 kW (und Anschlüsse steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG) über die sogenannte **FNN-Steuerbox**<sup>1</sup> angesteuert. Mit der FNN-Steuerbox ist die **Ablösung von Rundsteuerempfängern** möglich. Die Spezifikationen der Steuerbox sind in Form von Lastenheften verfügbar. Die endgültigen Spezifikationen werden von FNN Ende 2024 vorgelegt. Einige Hersteller bieten Steuerboxen an und bestätigen, dass sie mit den Spezifikationen konform sein werden.<sup>2</sup> Grundsätzlich sind Steuerboxen verfügbar. **Problem: Es droht ein neuer BSI-Zertifizierungs-Flaschenhals ab 2025.** Nach aktueller Rechtslage können ab 1.1.2025 lediglich gemäß TR-03109-5 zertifizierte Steuerboxen installiert werden. Nur noch bis 31.12.2024 ist es möglich, auch solche Steuerboxen zu installieren, die lediglich über einer **Herstellereklärung** verfügen (vgl. Ziffer 1.6, Technische Richtlinie BSI TR-03109-5, Version 1.0). Damit ab 1.1.2025 Steuerboxen flächendeckend installiert werden können und um einen funktionierenden

<sup>1</sup> <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/digitalisierung-metering/lastenhefte/steuerbox>

<sup>2</sup> Beispiele angebotener „FNN-Steuerboxen“: SwiSBox ([LINK](#)), LMS ([LINK](#)), EFR ([LINK](#)), VIVAVIS ([LINK](#)), ...

Wettbewerb zu gewährleisten, braucht es (nach aktueller Rechtslage) eine ausreichende Auswahl an zertifizierten Steuerboxen. **Dies wird absehbar zum Jahresbeginn 2025 nicht der Fall sein.** Einzig zwei Hersteller, an die das BSI je ein Pilotverfahren für den neuen Geltungsbereich der Beschleunigten Sicherheitszertifizierung (BSZ) "Komponenten im HAN des SMGW" vergeben hatte, werden nach realistischem Ermessen noch dieses Jahr und damit auch Anfang 2025 zertifizierte und installierbare Geräte anbieten können.

Zuspitzung: **Der ab 2025 absehbare BSI-Zertifizierungsflaschenhals bei Steuerboxen ist eine Gefahr für die Systemsicherheit.** Ein Zertifizierungsstau führt zu Verzögerungen bei der Verfügbarkeit von Steuerboxen. **Somit verzögert dieser Flaschenhals den Aufbau der Steuerbarkeit von PV-Anlagen auf unbestimmte Zeit.** Aus Systemsicherheitsgründen darf dies nicht passieren.

**Lösung:** Es ist eine **Verlängerung der Möglichkeit der Herstellerselbsterklärung** gemäß der Technischen Richtlinie BSI TR-03109-5 des BSI **über den 31.12.2024 hinaus dringend erforderlich.** Diese Möglichkeit der Herstellerselbsterklärung sollte bestehen, bis die Zertifizierung erfolgt ist. Andernfalls kann es bei der Steuerbox zu einem neuen BSI-Zertifizierungs-Flaschenhals kommen.



## (7) "Monatsmarktwert Solar" (bei PV <1 MW) und negative Marktwerte verhindern

In der Vergangenheit war die Berechnung der Marktprämie auf einen Monatsmarktwert (MW) Solar gestützt, was eine genaue und zeitlich differenzierte Abbildung der Solarenergieerzeugung ermöglichte. Für Dritte war die Höhe der Marktprämie in einem Abrechnungsjahr nachvollziehbar. Der MW ist immer „bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats“ (vgl. Anlage 1 EEG Nr. 5.2) von den ÜNB zu veröffentlichen.<sup>3</sup> Mit dem EEG 2021 wurde die **Berechnung der Marktprämie auf einen Jahresmarktwert (JW) festgelegt**. Dieser Jahresmarktwert gilt für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2022, sowie für ausgeführte Anlagen). Die Änderung erfolgte vor dem Hintergrund, dass insbesondere für ausgeführte Anlagen eine Überförderung aufgrund der im Jahr 2022 stark angestiegenen Marktwerte vermieden werden sollte. Die Marktwerte haben sich nun normalisiert. Durch die Berechnung der Marktprämie auf Grundlage des JW kann nicht dargestellt werden, welche Erlöse mit der Einspeisung monatlich zu erwarten sind, weil sich dieser Wert von Jahr zu Jahr stark ändern kann. Erst nach Ablauf des betreffenden Jahres ist bekannt, wie hoch der JW ist. Dieser muss von den ÜNB erst „bis zum Ablauf des zehnten Werktages des Folgejahres“ (vgl. Anlage 1 EEG Nr. 5.3) veröffentlicht werden. Diese **Zeitverzögerungen sind für die Markteinbindung gerade von Kleinanlagen unpraktisch**. Auch dürfte angesichts des dynamischen Ausbaus und des Wunschs nach mehr Vermarktung **im PV-Kleinanlagenbereich eine Rückkehr zum Monatsmarktwert vorteilhaft** sein. Der Monatsmarktwert wird wegen der Bestandanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 31.12.2022 ohnehin berechnet. Es sollte eine **Änderung der Berechnungsmethode des Monatsmarktwert Solar** vorgenommen werden, um zu **vermeiden, dass dieser negativ werden kann**. Dies setzt einerseits ein Kostenlimit im EEG, und vermeidet juristische Fragen (z.B. ob die Marktprämie größer als der anzulegende Wert werden darf), was bei Bestandsanlagen auftreten würde.

Lösung: Für die **Berechnung der Marktprämie** (vgl. § 23 a EEG, sowie EEG Anlage 1) sollte bei neuen PV-Anlagen [bis zu einem MW] bzw. bei [gesetzlich bestimmten Vergütung], wieder auf den **Monatsmarktwert Solar** umgestellt werden. Zusätzlich sollte eine **technische Untergrenze für den Monatsmarktwert Solar von null** eingeführt werden, um zu vermeiden, dass Marktwerte negativ werden können (Kostenlimit).

## (8) Energy Sharing stückweise umsetzen: Von einfach bis komplex



Dezentrale Erzeugung und Verbrauch besser aufeinander abzustimmen ist nicht nur geboten, seit die EU mit dem Artikel 15a der Elektrizitätsmarkttrichtlinie das Recht auf Energy Sharing eingeführt hat, sondern wird auch aus physikalischen Gründen schlicht und einfach notwendig. Dafür muss es einen Anreiz für Verbraucher geben, ihr Verbrauchsverhalten zu ändern. Das wird einerseits ermöglicht mit variablen Stromtarifen und andererseits mit lokaler Bilanzierung. Während variable Stromtarife sich immer auf den Börsenstrompreis beziehen und deswegen in ganz Deutschland gleich wären, schafft Energy Sharing einen lokalen Anreiz seinen Stromverbrauch nach der Einspeisung vor Ort auszurichten. **Energy Sharing erlaubt es, sehr schnell ein Bilanzierungssystem von Erzeugern, Flexibilitäten und Verbrauchern auf lokaler Ebene zu erhalten**. Sobald im Energy Sharing die lokale Bilanzierung im Rahmen der Marktkommunikation erfasst ist, kann ein **skalierungsfähiges Betriebssystem für die dezentrale Energiewende** entstehen.

<sup>3</sup> Marktwertübersicht | <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht>

Dies erlaubt auch grundsätzlich Industrie und Gewerbe, sowie Energielieferanten (z.B. aus Großanlagen, oder einem Bürgerwind- oder Solarpark) zu integrieren. Würde man beim Energy Sharing bei regionalen Konstrukten wie Bürgerenergiegesellschaften mit einer Vollversorgung ansetzen, wird man jedoch die lokale Optimierung nicht effizient abbilden können. Dann müsste man mehrere Modelle umsetzen (lokale Bilanzierung mit Beachtung von Netzrestriktionen, sowie Anreize regionales Matching von Verbrauch und Erzeugung mit Solar-/Windparks). Deswegen halten wir ein **stufenweises Bottom-Up-Vorgehen** für sinnvoll. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG ist ein erster Schritt in Richtung Energy Sharing. Darauf aufbauend sollte im EnWG nun auch das **Energy Sharing über das öffentliche Netz** ermöglicht werden. Es sind vier Stufen denkbar:

- Stufe 0**     **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung** (eingeführt im Solarpaket 1)
- Stufe 1**     **lokales Energy Sharing**, an dem Haushalte teilnehmen können, die sich im selben Ortsnetz befinden (dafür Netzentgeltreduzierung um 25%)
- Stufe 2**     **Regionales Energy Sharing** zwischen Haushalten innerhalb eines Konzessionsgebietes (d.h. innerhalb des Netzes eines Netzbetreibers, auch auf größeren Anlagen.)
- Stufe 3**     **Netzbetreiberübergreifendes Energy Sharing** (Lieferung in/aus anderen Konzessionsgebieten, z.B. Bürgerenergieanlagen in anderen Netzen)

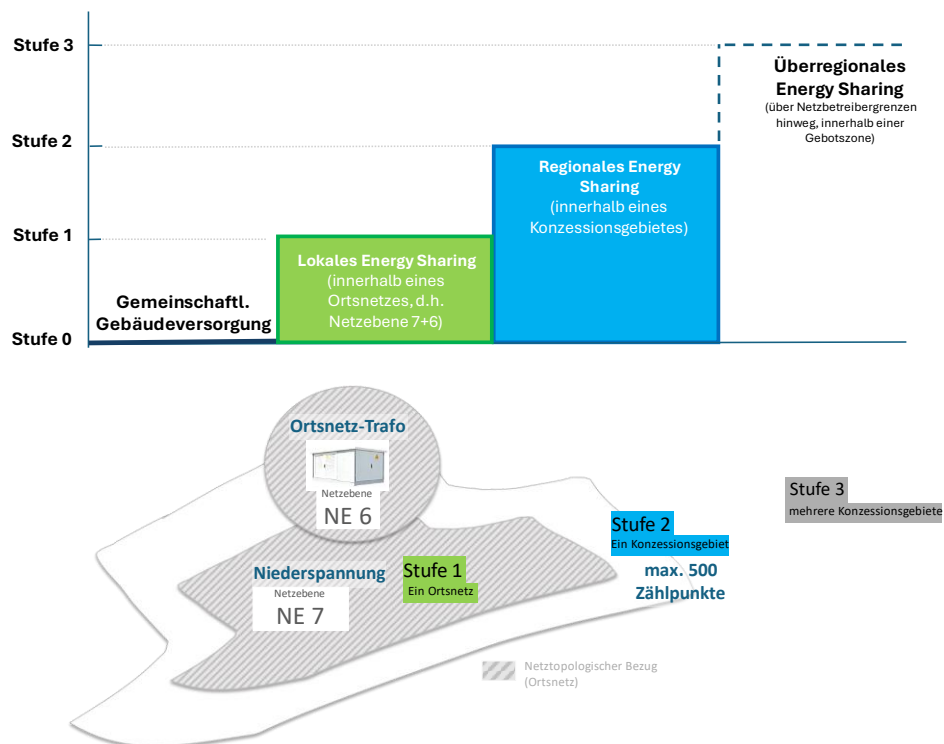


Abbildung 1: Bottom-Up-Vorgehen - stufenweiser Aufbau von Energy Sharing (Solarpaket II: Stufe 1 „Lokales Energy Sharing“ umsetzen.)

**Stufe 0** entspricht der **gemeinschaftliche Gebäudeenergieversorgung**, innerhalb derer man künftig Strom teilen können. Anders als beim Mieterstrom wird man dadurch als Anlagenbetreiber jedoch nicht zum Stromlieferanten und muss nur einigen Lieferantenpflichten nachkommen. Da der Strom physikalisch nicht durch das öffentliche Netz fließt, müssen keine Netzentgelte gezahlt werden.

Innerhalb der **Stufe 1 „Lokales Energy Sharing“** sollen sich Nachbarn, die innerhalb des gleichen Konzessionsgebietes im selben Ortsnetz angeschlossen sind, niedrigrschwellig Energie teilen können und dafür eine Reduzierung um 25% bei den Netzentgelten erhalten. Die Rechnung für die Netzentgelte wird aufgeteilt. Die einzelnen Teilnehmenden erhalten Stromrechnungen, die um die Energy-Sharing-Menge reduziert sind. Die Rechnung für die reduzierten Netzentgelte für den „Energy Sharing-Strom“ schickt der Netzbetreiber an eine verantwortliche Person der Energy-Sharing-Gemeinschaft. Diese wiederum stellt eine gesammelte Rechnung für die Netzentgelte und den Energy Sharing-Strom an den oder die Energy Sharing-Teilnehmer. Prosumer erhalten im Energy Sharing für die Einspeisung des überschüssigen Stroms, der nicht ins Energy Sharing geht, weiterhin ihre EEG-Vergütung. Wir empfehlen eine enge netztopologische Abgrenzung dieser Stufe, innerhalb eines Ortsnetzes (Netzebene 7: alle Niederspannungskabel hinter dem Niederspannungstransformator + Netzebene 6: die Trafo-Ebene selbst), innerhalb eines Konzessionsgebietes. So sind z.B. einzelne Straße oder kleine Ortschaften abgedeckt. Es kann eine heterogene Zusammenstellung der Energy Sharing Gemeinschaft gelingen und hinter z.B. einer Ortsnetzstation netzdienlich optimiert werden kann.

**Stufe 2** berücksichtigt ebenfalls die Netztopologie und empfiehlt ein „**Regionales Energy Sharing**“ innerhalb eines Netzgebietes (ein Konzessionsgebiet), ohne Netzentgeltbefreiung. Im gesamten Netz eines Netzbetreibers können sich so Erzeuger und Verbraucher zusammenschließen und auf einfache Weise Energie teilen. Sind auch Anlagen z.B. einer Bürgerenergiegesellschaft (oder andere Anlagen, die man ins Energy Sharing einbinden möchte) im selben Netz vorhanden, ist deren Einbindung möglich. Hat man diese drei Stufen eingeführt, dann ist auch der letzte Schritt nicht mehr weit und die Umsetzung wie die RED II sie vorschlägt wird möglich. In **Stufe 3 „Netzbetreiberübergreifendes Energy Sharing“** soll Energy Sharing auch über Netzbetreibergrenzen hinweg möglich werden. Da es in diesem Modell keine Netzentgeltbefreiung vertretbar wäre, besteht auch kein Anlass hier eine andere Begrenzung einzuziehen, als die die EU-Kommission vorgibt: Innerhalb einer Gebotspreiszone. Außerdem sollten hier auch große Firmen mitteilnehmen können, als Einspeiser, als Verbraucher und als Dienstleister zur Organisation, Koordinierung und Bilanzierung der ganzen Energy Sharing Community.

Stufe 3 ist in Stufe 2 und Stufe 2 ist in Stufe 1 hinsichtlich der Marktkommunikation integrierbar, aber nicht andersherum. Stufe 1 baut auf der gemeinschaftliche Gebäudeversorgung auf, die es schon gibt. Daher sollte **Stufe 1 „Lokales Energy Sharing“** zuerst umgesetzt werden.

**Lösung:** Priorisierung eines **energiewirtschaftlich skalierbaren Energy Sharing**. Hier der Vorschlag ([LINK](#)).



## (9) Mieterstrom vereinfachen (Verzicht auf „90%-Kriterium & Stromkennzeichnung)

Nach wie vor müssen Anbieter von Mieterstrom jederzeit die Strompreise prüfen, um sicherzustellen, dass ihr Preis maximal 90% des Preises vom Grundversorger darstellt. Das stellt einen hohen Aufwand für die Mieterstrom-Anbieter dar. Mit der **Streichung des „90%-Kriteriums“** wird Bürokratie abgebaut, rechtliche Unsicherheit abgeschafft und es werden unkalkulierbare Preisrisiken verringert. Letztverbraucher, die ohnehin völlig frei ihren Stromlieferanten wählen können, bleiben auch weiterhin geschützt. Mieterstromanbieter werden auch weiterhin im eigenen Interesse ein preisgünstiges Produkt anbieten müssen, da sie mit klassischen Stromtarifen im Wettbewerb stehen

Lösung: § 42a Absatz 4 EnWG sollte ersatzlos gestrichen werden (**Streichung des „90%-Kriteriums“**)

Auch die **Pflicht zur speziellen Ausführung der Stromkennzeichnung** bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Mieterstrom **generiert erhebliche Bürokratie ohne wesentlichen Nutzen**. Nach § 42a Absatz 4 EnWG sind Strommengen „*als Mieterstrom, gefördert nach dem EEG*“, zu kennzeichnen, wobei „*zu Zwecken der Stromkennzeichnung die Strommengen auf die jeweiligen Letztverbraucher nach dem Verhältnis ihrer Jahresstromverbräuche*“ zu verteilen sind. **Kunden mit Mieterstromverträgen wissen, dass sie Mieterstrom beziehen**. Diese Bürokratie der besonderen Stromkennzeichnung sollte man sich sparen.

Lösung: § 42a Absatz 5 EnWG ersatzlos streichen (**Verzicht auf besondere Mieter-Stromkennzeichnung**).



## (10) Solaranlagen auf Gebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind

Im EEG 2023 § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a ist eine Regelung für Solaranlagen enthalten, bei denen das Gebäude nicht für die Errichtung der Solaranlagen geeignet ist. Zur Ausgestaltung dieser Regelung gibt es zusätzlich eine Verordnungsermächtigung, nach § 95 Nummer 3 EEG. Diese Verordnung soll nähere Eigenschaften dieser Gebäude festlegen, sie ist aber noch nicht erlassen worden. Die im Solarpaket I erreichte **Übergangslösung, die die Errichtung bis zum Erlass der Verordnung erlaubt, ist zu begrüßen und sollte verstetigt werden**. Eine Verordnung müsste z.B. regeln, wie der Verschattungsgrad anhand von Baumabständen, Schornsteinen etc. sein muss, oder Vorgeben, in welchem Zustand das Dach sein muss, in welchem Winkel und Himmelsrichtung das Dach stehen muss usw. Dies würde absehbar zu einem Sammelsurium an Festlegungen, zig Hürden aufbauen und wäre am Ende ein Arbeitsbeschaffungsprogramm für Juristen.

Lösung: Die **Verordnungsermächtigung § 95 Nummer 3 EEG sollte gestrichen werden**, da diese absehbar zu einem Sammelsurium an Festlegungen führt, die neue Hemmnisse schaffen würden. Wir dürfen davon ausgehen, dass in den meisten Fällen die Bürgerinnen und Bürger selbst am besten einschätzen können, ob ihr Hausdach, ihre Gartenlaube oder das Gewächshaus am besten geeignet ist.



## (11) IT-Vorgaben nicht ständig ändern – Ermächtigungsgrundlage einschränken

Bei der Gestaltung eines jeden Geschäftsmodells ist das Wichtigste die Planbarkeit. Man muss wissen welche Anforderungen für Produkte gelten, die man an den Markt bringen möchte und die man im Betrieb hat. Aktuell hat das BMWK die Möglichkeit eine **Rechtsverordnung** zu erlassen, die **weitere sicherheitstechnische Anforderungen an die kommunikationstechnische Anbindung von PV-Kleinanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen** festlegen (**gemäß § 95 Abs. 2a EEG**). Im Sinne der Sicherheit darf das BMWK künftig nicht nur „qualifizierte“ Anforderungen an die Internetanbindung von Erzeugungsanlagen stellen oder sie auf die zwingende Nutzung des Smart Meter Gateway beschränken, sondern eine Internetanbindung (auch rückwirkend) verbieten. Die weitestgehend offen und uneingeschränkt formulierte Ermächtigungsgrundlage führt zu unkalkulierbaren Risiken für Anbieter und Entwickler von Energiewende-Technologien, die für weite Teile der Branche schädigend wirken. So könnten künftig jederzeit technische Vorgaben geändert werden und existierende Produktlösungen von heute auf morgen nicht mehr den geltenden Anforderungen entsprechen. Der bne hat bereits gemeinsam mit einer Vielzahl weiterer Verbände vor den Auswirkungen der im Solarpaket 1 hinzugekommenen Verordnungsermächtigung sowie Änderungen in § 19 Abs. 2 Satz 2 MsbG-E gewarnt. **Sollte die Verordnungsermächtigung ausschließlich für den Fall einer akuten Notfallsituation gedacht sein, ist dies im Gesetzestext auch zu verankern.** Denn die in der Gesetzesbegründung skizzierten Bedrohungsszenarien für die Cyber- und Versorgungssicherheit sind nur äußerst vage beschrieben. Heutzutage existiert bereits eine Vielzahl an internetfähigen elektronischen Endgeräten wie TV-Geräte, Waschmaschinen etc., welche ebenfalls Ziel von Cyberattacken sein könnten, um das Energiesystem zu destabilisieren. Mit Blick auf die vielfältige Anbieterlandschaft erscheinen koordinierte Cyberattacken äußerst unplausibel. Darüber hinaus wären neue Vorgaben in der Praxis weder in der Fläche kontrollierbar noch durchsetzbar. Die Unsicherheit über mögliche Änderungen an den technischen Vorgaben stellt damit ein unkalkulierbares Risiko für bestehende und neue Geschäftsmodelle dar. Damit wird die seit langem von der Branche eingeforderte Rechtssicherheit hinsichtlich des Anwendungsumfangs von sicherheitstechnischen Anforderungen, die gerade noch im Frühjahr 2024 mit der Novelle des MsbG hergestellt wurde, wieder zunichte gemacht.

Lösung: Der bne empfiehlt, die **Ermächtigung** zum Erlass einer entsprechenden Rechtsverordnung aus den vorgenannten Gründen **ersatzlos zu streichen** oder **zumindest auf technische Vorgaben für die Ausstattung von Neuanlagen** zu begrenzen.



## (12) Messung entbürokratisieren: MID-Zähler zulassen – wie im Rest der EU

Die MID-Richtlinie 2014/32/EU gibt vor, dass in der EU nur konformitätsbewertete MID-Geräte<sup>4</sup> in Verkehr gebracht werden. Es handelt es sich dabei um einfache und praxistaugliche Messgeräte und die EU-weite Anerkennung zu der Konformität. Bestärkt wird diese **Vorgabe durch Artikel 7b der reformierten EU-Strommarktverordnung**<sup>5</sup>, die besagt, dass „system operators shall accept the data from a dedicated measurement device“, welche mit Artikel 23 und 24 der EU-Richtlinie 2019/944 (Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt) im Einklang stehen müssen.

<sup>4</sup> MID: Measuring Instruments Directive

<sup>5</sup> <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16964-2023-INIT/en/pdf>, S. 50, tritt voraussichtlich im Juli 2024 in Kraft

**Folglich sind mit dieser Verordnung künftig auch MID-konforme Zähler, die keiner Eichung durch Eichrechtsbehörden bedürfen, sondern für die eine Konformitätsbewertung genügt, zuzulassen.** MID-Zähler sind in Deutschland auch bekannt und werden bereits für die Energiemengenabrechnung für die Stromsteuer eingesetzt. Trotzdem ist ihr Einsatz unzulässig für die Messung und Zuordnung von Energiemengen, sowie die Einbindung von Energiemengenzählern in die Systemoptimierung (z.B. im Mieterstrom oder der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, der Abgrenzung und Zuordnung von Energiemengen in Speichern, der Energieflussssteuerung in Gebäuden, etc.) und es wird auf die deutlich teureren geeichten Zähler bestanden. Ab Inkrafttreten der Strommarktverordnung (Juli 2024) ist dies nicht mehr zulässig.

Lösung: Die Strommarktverordnung sieht eine **Anerkennung von MID-Zähler** entsprechend der MID-Richtlinie 2014/32/EU für die Zuordnung von Energiemengen vor. Sollten VNBs Messkonzepte mit MID-Zählern ab Juli 2024 (voraussichtliches Inkrafttreten der Strommarktverordnung) ablehnen, stellt das künftig einen Verstoß gegen die Verordnung der EU dar. **Die Energiewirtschaft geht davon aus, dass sie MID-Zähler ab in Kraft treten der Verordnung einbauen dürfen, d.h. ab Juli 2024.** Sollte sich im Herbst 2024 herzustellen, dass in Messkonzepten MID-Zähler weiterhin von Netzbetreibern nicht oder nur teilweise anerkannt werden, bietet das Solarpaket II die Möglichkeit, **deren Verwendung explizit zu erlauben.**

### (13) Zentrales Installateursverzeichnis im Marktstammdatenregister



Gemäß § 13 Absatz 2 Satz 4 NAV dürfen Arbeiten an der elektrischen Anlage hinter der Hausanschlusssicherung außer durch den Netzbetreiber nur durch ein in ein Installateursverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen durchgeführt werden. Die Eintragung in das Installateursverzeichnis darf dabei nur nach dem Nachweis einer ausreichenden fachlichen Qualifikation für die Durchführung der jeweiligen Arbeiten abhängig gemacht werden. Dabei soll es schon heute genügen, wenn ein Installateur im Verzeichnis eines Netzbetreibers eingetragen ist. Er ist dann auch befugt, Arbeiten an Anlagen im Netzgebiet eines anderen Netzbetreibers vorzunehmen. Da diese gesetzlichen Vorgaben in der Praxis vielfach überschritten werden und darüber hinaus von Netzbetreibern teilweise eine Eintragung des Installateurs in das jeweils eigene Verzeichnis gefordert wird, soll nun eine gesetzgeberische Klarstellung erfolgen. Zudem sollte das Verzeichnis zentral organisiert werden, z.B. mit Hilfe des Marktstammdatenregisters.

Lösung: Wir empfehlen ein zentrales **Installateursverzeichnis im Marktstammdatenregister**, in welches der Installateur selbst sich einträgt, sobald er von einem Netzbetreiber die Konzession erhalten hat.

### (14) Bestrafung bei zu früher Inbetriebnahme abschaffen



Die Zuordnung der Veräußerungsform einer Anlage, darunter auch der Direktvermarktung, muss einem Verteilnetzbetreiber mindestens 32 bis 61 Tage („vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats“) vor Erstinbetriebnahme mitgeteilt werden (vgl. [§ 21 c EEG](#)) – andernfalls kann für den Anlagenbetreiber eine Strafe von 10 Euro pro kW installierter Leistung und Kalendermonat anfallen, in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß vorliegt oder andauert (vgl. [§ 52 Abs. 1 Nr. 9 i.V.m. § 52 Abs. 2 EEG](#)). Die aus der EU-Notfallverordnung abgeleitete gesetzliche Regelung hingegen erlaubt die Inbetriebnahme einer Anlage bereits vier Wochen nach Anmeldung beim VNB (Genehmigungsfiktion). Bei einigen Betrieben vergehen durchschnittlich tatsächlich nur 31 Tage zwischen der Anmeldung einer Anlage und der möglichen Erstinbetriebnahme, was konform mit der gesetzlichen Neuregelung ist. Betriebe müssen im beschriebenen Fall „künstlich“ die



Erstinbetriebnahme verzögern, da die VNB sonst Strafzahlungen gem. §52 Abs. 1 Nr. 9 i.V.m. § 52 Abs. 2 EEG gegenüber den Anlagenbetreibern verhängen könnten. Das bremst die Energiewende unnötig und führt dazu, dass betriebsbereite erneuerbare Erzeugungskapazitäten nicht genutzt werden können – zumindest nicht ohne Inkaufnahme von Strafzahlungen.

*Beispiel: Wenn etwa ein Kunde am 15.11. einen Vertrag abgeschlossen hat, die Anlage am 16.11. beim VNB angemeldet wird und selbige am 16.12. bereits installiert ist, könnte sie gemäß aktueller Regelung schon am 17.12. in Betrieb gehen. Da die Anmeldung zur Veräußerungsform vor Beginn des Monats mitgeteilt werden muss, der dem Monat der erstmaligen Inbetriebnahme vorausgeht, darf die Anlage nun aber erst zum Januar in Betrieb gehen.*

**Lösung:** Strafzahlungen aufgrund dieses Fristenproblems sollten nicht bei Erstinbetriebnahme von Anlagen greifen. Andernfalls könnte man die Regelung auch spiegeln: Wenn Verteilnetzbetreiber nicht innerhalb von 4 Wochen eine Genehmigung erteilen, dann sollen sie eine Strafzahlung leisten.

## PV-Freiflächenanlagen

Bei PV-Freiflächenanlagen sind die Themen **Netzanschlüsse, Netzanschlussleitungen die Akzeptanzsicherung** zentral. Grundsätzlich sollte es zudem möglich werden, dass **Speicher an PV-Freiflächenanlagen** in jedem Fall ohne erheblichen Aufwand integriert werden können, z.B. bei Einhaltung der netztechnischen Parameter. Dies soll **im gesamten Segment 1 gelten**, sowie auch für das **Retrofitting von Bestandsanlagen mit Speichern**. Bei Solarparks sollte die Flächenfrage zwischen der Energiewirtschaft und der Landwirtschaft gelöst werden und die **professionelle biodiversitätsfördernde Flächenpflege** (vgl. Mindeststandard: Mahd/Mahdgutabfuhr) rechtlich als **hauptsächlich landwirtschaftliche Nutzung** eingestuft werden. Zusätzlich sollten Verbesserungen bei der Kommunalbeteiligung und der Anlagenverklammerung erfolgen

### (15) Kommunalbeteiligung (rechtsichere Kommunikation, Verhältnis zu Landesregelungen)



Der § 6 EEG zur Beteiligung der Kommunen an Solarparks wurde im Solarpaket I nicht verbessert. Weiterhin fehlt die **"Catch-All-Klausel"**, denn § 6 EEG ist aktuell **nur für „Freiflächenanlagen“ anwendbar**, statt z.B. für das gesamte „Segment 1“ (nicht für Floating-PV und insbesondere nicht für PV-FFA auf baulichen Anlagen). Die **Berechnung bei Anlagen mit Batteriespeicher** oder **Anlagen mit hohen Redispatch-Mengen** ist nach wie vor problematisch. Es fehlt weiterhin die **Möglichkeit zur rechtssicheren Kommunikation mit den Kommunen über die Art und Weise der Beteiligung**, sowie eine Regelung des **Verhältnisses von § 6 EEG zu verpflichtenden Länder-Beteiligungsregelungen**. Der bne hat all diese Themen in der Stellungnahme zur ersten Ausschussanhörung der Solarpaket 1 vom 14. November 2023 angesprochen und Lösungsvorschläge formuliert. Da sich viele VNB mit der Erstattung sehr Zeit lassen, sollte eine **Frist für die Erstattung der kommunalen Teilhabe** durch die Netzbetreiber von z.B. drei Monaten vorgesehen werden.

**Lösung:** Zentrale Punkte zur **Verbesserung der Kommunalbeteiligung:** "Catch-All-Klausel" (Anwendbarkeit für **alle Solarparks**), Berechnung bei Anlagen mit **Batteriespeicher** bzw. im **Redispatch**, Möglichkeit zur **rechtssicheren Kommunikation mit den Kommunen über die Art und Weise der Beteiligung**, Regelungen zum Verhältnis von § 6 EEG zu verpflichtenden **Länder-Beteiligungsregelungen** und Fristenregel für die Erstattung durch den VNB.



## (16) Recht zur Verlegung von Leitungen (§11a EEG, Mustergestattungsverträge)

Das in § 11a EEG enthaltene Recht zur Verlegung von Leitungen wird in der Praxis kaum nützen, denn dass nur öffentliche Grundstücke adressiert werden, geht am Problem vorbei. **Eine praxistaugliche Regelung ist auch für landwirtschaftliche private Grundstücke nötig.** Auch ist die neugeschaffene Regelung zu öffentlichen Grundstücken nicht rechtsicher anwendbar. Die Gemeinden kennen zudem den neuen Rechtsstand nicht oder zögern bei der Orientierung daran wegen offener Anwendungsfragen (z.B.: Was ist, wenn ein öffentliches Grundstück verkauft wird?). Es ist absehbar, dass Projektierer in Kürze die in § 11a EEG vorgesehenen rechtlichen Eilmaßnahmen ergreifen müssen, obwohl viele das nicht wollen. Es besteht bezüglich der Flächen der Deutschen Bahn und der Autobahngesellschaften derzeit noch Rechtsunsicherheit, ob diese durch den Begriff der öffentlichen Hand bereits abgedeckt sind. Der bne bevorzugt weiterhin eine **gesetzliche Regelung auf ein Recht zur Verlegung von Leitungen**, und begrüßt daher den **Punkt 8 im Entschließungsantrag<sup>6</sup>** des Solarpaket, noch im ersten Halbjahr 2024 einen entsprechenden Gesetzentwurf vorzulegen. Eine Regelung sollte auch die **Anschlussleitungen von Speichern** adressieren. Rechtsunsicherheit sollte dadurch beseitigt werden, dass im Gesetzestext oder der Begründung klar festgehalten wird, dass das Recht zur Verlegung von Leitungen auch für Grundstücke der Deutschen Bahn sowie der Autobahngesellschaften gilt. Es wäre ggf. möglich, die **Erstellung von Mustergestattungsverträgen oder ähnlichen Instrumenten vorzugeben**. Die Fachagentur Wind- und Solarenergie e. V. könnte mit dem Bereitlegen dieser Verträge betraut werden, sowohl für private Grundstücke als auch für Grundstücke der öffentlichen Hand. Des Weiteren besteht Rechtsunsicherheit in der Frage was gilt, wenn öffentliche Grundstücke an Privateigentümer verkauft werden. Das könnte mit einem Zusatz im EEG gelöst werden, welcher festlegt, dass die Duldungspflicht auch bei Übergabe in Privatbesitz beibehalten bleibt. Es geht nicht allein um ein kostengünstiges Nutzungsrecht, sondern auch um die **Vermeidung von überzogenen Forderungen** für die Grundstücknutzung und die **Reduktion des Verhandlungsaufwands** mit teilweise dutzenden Grundstückseigentümern. Wir möchten festhalten, dass die weiterhin fehlende Regelung zu **erheblichen Mehrkosten beim Netzanschluss von Solar- und Windparks** führt, was sich in höheren Energie- und Förderkosten abbildet.

Lösung: **Vorzugsweise gesetzliche Umsetzung des §11a EEG** (vgl. Solarpaket 1 - Entwurf) mit einem Recht zur Verlegung von Leitungen auch auf privaten Grundstücken. Die Regelung sollte auch Anschlussleitungen von Speichern umfassen. Es bedarf zzgl. einer Klarstellung, wie mit Flächen der Deutschen Bahn und der Autobahngesellschaften umzugehen ist. Als **Alternative** könnte gesetzlich geregelt werden, dass **bis Mitte 2025 Mustergestattungsverträge** erstellt werden, z.B. von der Fachagentur Wind- und Solarenergie e. V.. Deren Nutzung auf privaten Grundstücken die Regel sein soll. Musterverträge wären ein mildes Mittel, die notwendige Grundstücknutzung für Anschlussleitungen fair und bürokratiearm zu regeln. Auch sollte festgelegt werden, dass das Nutzungsrecht bei öffentlichen Grundstücken weiterhin besteht, wenn das Grundstück später an einen nicht-öffentlichen Eigentümer veräußert oder anderweitig übertragen wird, oder dass der öffentliche Eigentümer verpflichtet ist, vor einer Übertragung des Grundstücks an einen privaten Eigentümer eine Dienstbarkeit in das Grundbuch eintragen zu lassen, nach der der übernehmende nicht öffentliche Eigentümer zur Duldung der Leitung verpflichtet bleibt.

<sup>6</sup> <https://dserver.bundestag.de/btd/20/111/2011180.pdf#page=6>



## (17) Flächenfrage: Solarparks und landwirtschaftlich genutzte Flächen



Schon heute entstehen **nahezu alle Solarparks auf landwirtschaftlichen Flächen**. Dies wird der Ausbauswerpunkt bleiben, unabhängig davon, wie im EEG die Ausschreibungen oder die Flächenkulisse konstruiert werden. Die **Konzeptvielfalt an Solarparks** wird sich weiter erhöhen, was eine gute Nachricht ist. Es gibt zudem eine Koexistenz zwischen gefördertem und ungefördertem Ausbau. Solarparks werden vermehrt als Teil der Landwirtschaft gesehen und im Baurecht behandelt. **Das EEG kann nicht allein die Flächenfrage beantworten**. Im Solarpaket 1 wurden Richtwerte festgelegt (80 Gigawatt auf landwirtschaftlich genutzten Flächen bis 2030, danach 177,5 GW, bzw. 1 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Flächen des jeweiligen Landes Freiflächenanlagen, nach 2030: 1,5 Prozent), was ein richtiger Schritt war. Es ist nun klar absehbar, dass in diesem Jahrzehnt der **weit überwiegende Teil des geförderten oder förderfreien Ausbaus von Solarparks** durch klassisch konstruierte **Solarparks auf landwirtschaftliche Flächen** erfolgen wird. Wenn landwirtschaftliche Flächen für Solarparks genutzt werden (müssen), **muss der Solarparkausbau besser zur Landwirtschaft passen**. Dabei nur an die Agri-PV mit dem Zweck der landwirtschaftlichen Produktion zu denken, greift zu kurz. Viele Solarparkflächen werden von Landwirten gepflegt und neben der Bauweise ist auch die **professionelle Flächenpflege** entscheidend, ob ein Solarpark ein blühendes Insektenparadies wird oder nicht.

### Solarparks auf landwirtschaftlichen Flächen



Abbildung 2: Der Ausbau von Solarparks wird in absehbarer Zeit etwa 1 GW/Monat betragen. (EEG 2023: ca. 10 GW im Segment 1, zzgl. Volumen der Innovations- und H2-Ausschreibungen (ca. 2 GW), verrechnet mit PPA-Ausbau). Selbst bei einem sehr erfolgreichen und wünschenswerten Markteintritt der „Agri-PV“ und der „Biodiversitäts-PV“ wird weiterhin der **Ausbauswerpunkt bei Solarparks liegen, die auf landwirtschaftlichen Flächen entstehen. Die Flächenfrage zwischen Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Naturschutz muss für den Ausbauswerpunkt nachhaltig gelöst werden.**

Insbesondere bei den Solarparks, in denen ein biodiversitätsförderndes Pflegekonzept umgesetzt wird ist eine Einordnung nötig (vgl. Mindestkriterium nach §§ 37 Abs. 1a Nummer 2a EEG: Mahd + Mahdgutabfuhr). Wir möchten an einem **konkreten Beispiel**, zeigen, dass weiterer **Handlungsbedarf** besteht:

Beispiel: Ein **Solarpark mit 50 MW** ist nach dem EEG zuschlagsfähig, was in **biodiversitätsfördernder Bauweise** eine (Landwirtschafts-)Fläche von **gut 50 Hektar** beansprucht. Eines der Mindestkriterien sieht vor, dass vollflächig ein **biodiversitätsförderndes Pflegekonzept** angewendet werden kann, indem die **Mahd zur Förderung der Biodiversität** erfolgt und das **Mahdgut abgeräumt** wird (höherer Aufwand, Einsatz von Maschinen nötig). Diese Art der Flächennutzung wird zu einer artenreichen Grünfläche zwischen den Modulreihen führen. **Es sollte eigentlich kein Zweifel daran bestehen, dass die professionelle Pflege einer 50 Hektar großen Grünfläche/Blühfläche in einem Solarpark eine landwirtschaftliche Flächennutzung darstellt.** In einem Solarpark (rechtlich einem Gewerbegebiet) ist dies jedoch nicht der Fall. Aus Perspektive des Landwirts passt diese Fläche nicht in den Betrieb (z.B. Verwertungsverbot Grünschnitt, Nichtanrechenbarkeit auf bewirtschaftete Flächen, förder- und steuerrechtliche Implikationen, ...)

**Artenvielfaltfördernde Flächenbewirtschaftung ist Landwirtschaft.** Dies lässt sich eindeutig aus der EU-GAP-Verordnung ableiten. Als spezifische Ziele der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) werden in Artikel 6 Absatz 1 EU-GAP-Verordnung<sup>7</sup> der „Beitrag zur Eindämmung und Umkehrung des Verlusts an biologischer Vielfalt, Verbesserung von Ökosystemleistungen und Erhaltung von Lebensräumen und Landschaften“, sowie der „Beitrag zum Klimaschutz und zur Anpassung an den Klimawandel“ und die „Förderung nachhaltiger Energie“ genannt. Fazit: Es besteht eine **Regelungslücke im deutschen Agrarrecht zur artenvielfaltfördernden Flächenbewirtschaftung in Solarparks.**

Lösung: **Regelungslücke schließen und eine Erweiterung des § 12 GAPDZV vornehmen.** Es sollte im Absatz 5 geregelt werden, dass in geeigneten Solarparks (!) die **Flächenbewirtschaftung im Rahmen eines biodiversitätsförderndes Pflegekonzepts (insb. Mahd/Mahdgutabfuhr)** rechtlich eine **hauptsächlich landwirtschaftliche Nutzung** darstellt. Erst dann ist die artenvielfaltfördernde Flächenpflege für den bewirtschaftenden Landwirt (Eigentümer oder Pächter) in die Prozesse seines Landwirtschaftsbetriebs nahtlos integrierbar. Durch eine **Bezugnahme auf ein biodiversitätsförderndes Pflegekonzept** (vgl. Mindestkriterium nach §§ 37 Abs. 1a Nummer 2a EEG) ist sichergestellt, dass nur tatsächlich bewirtschaftbare Solarparks unter diese Regelung fallen. Diese Regelung würde neben denen zur Agri-PV bestehen und auch für **PPA-Anlagen** gelten.

Vorteile einer konsistenten landwirtschaftlichen Einordnung von Solarparkflächen:

- Dem **Landwirtschaftssektor werden keine zusätzlichen Flächen** entzogen (Zeitkapsel)
- **Agri-PV** in all ihren Konzepten wird nicht gefährdet, sondern wirtschaftlicher.
- **Akzeptanzsicherung bei Landwirten** beim Thema Artenvielfalt.
- Antworten auf die „**Pächter/Verpächter-Thematik**“ bei Solarparks.
- **Rechtssicherheit** für Anlagenbetreiber (bzgl. EEG) und Landwirte (bzgl. GAP).
- Kein neuer Förderbedarf im EEG: Alle Maßnahmen zu **100% „PPA-tauglich“**.
- **Abbau von steuerlichen Risiken** und Bürokratie in guten Solarparkprojekten
- **Erhalt von landwirtschaftlichen Flächen** (Umsetzung Art. 6 EU-GAPVO)
- Ende des statistischen „Verlust“ an **Siedlungsflächen** durch Solarparks

<sup>7</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R2115#page=28>

Diese Änderung wirkt schnell, führt zu geringeren Stromgestehungskosten (einfache Solarparks), zu blühenden Solarparkflächen in großem Stil und zu zufriedenen Landwirten. Die Maßnahme belastet nicht den Klima- und Transformationsfonds (KTF). Sie verändert auch nicht Fördertatbestände im EEG oder die Ausschreibungsbedingungen und ist zu 100% kompatibel mit ungeforderten PPA-Anlagen. **Landwirte würden auf den Solarparkflächen „Artenvielfalt produzieren“**. Details zu diesem Ansatz, sowie einen Formulierungsvorschlag zur Anpassung von §12 GAPDZV finden sie hier: [LINK](#)

### (18) Erbschafts- und Schenkungssteuer- und Grundsteuer-Problematis lösen, zumindest in Solarparks mit artenvielfaltfördernder Flächenbewirtschaftung



Ein in der Praxis großes Hemmnis ist nach wie vor, dass **potenziell sehr hohe einmalige Erbschafts- und Schenkungssteuerzahlungen bei Hofübergaben von Solarparkflächen** entstehen können. Da diese Steuerforderungen in bestimmten Konstellationen einen Landwirtschaftsbetrieb gefährden können, werden oft Flächen nicht zu Verfügung gestellt. Auch wird das **Risiko in die Pachten eingepreist** (d.h. dauerhaft höhere Stromgestehungskosten) oder es werden Hilfskonstruktionen genutzt, wie z.B. die prozentuale Beteiligung des Landwirts am Solarpark, oder eine teurere Agri-PV-Anlage – allein um die Steuerthematiken zu umgehen. **Daher empfehlen viele Akteure in der Energiebranche, inklusive dem bne, eine gesetzliche Änderung.** Bevorzugt soll eine **Anpassung des Bewertungsgesetzes** erfolgen. Ein Gutachten, Berechnungsbeispiele, sowie einen Regelungsvorschlags finden Sie [hier](#).<sup>8</sup> Außerdem besteht die **Problematis unplanbar hoher Grundsteuerzahlungen in Solarparks**, da diese von der Bewertung nahegelegenen Gewerbegrundstücken abhängig ist. Der bne hat Probleme und Lösungen zusammengestellt.<sup>9</sup>

Lösung: Durch **Anpassung des Bewertungsgesetzes im Rahmen des Jahressteuergesetzes** können die Probleme gelöst werden. Solarparkflächen sollten dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zugerechnet werden. Bei der Grundsteuer sollte ein klar definierter Wert festgelegt werden.

Anfang 2024 wurde ein **gleichlautender Erlass der obersten Finanzbehörden der Länder**<sup>10</sup> zur Bewertung von Solarparkflächen veröffentlicht. Dieser **Erlass verfestigt die aktuell schlechte Situation**. Eine Lösung im Rahmen des Jahressteuergesetzes wäre weiterhin möglich, wurde durch den Erlass aber vermutlich schwieriger. Daher möchte wir eine **Kompromisslinie** vorstellen:

Lösung (ggf. Kompromisslinie): Die Erbschafts- und Schenkungssteuer-Problematis und auch die Grundsteuerproblematis könnte **trennscharf in den Solarparks gelöst werden, in denen Pflegekonzepte zur Förderung der Artenvielfalt bestehen**. Denn artenvielfaltfördernde Flächenbewirtschaftung ist Landwirtschaft und die **durch das Solarpaket 1 entstandene Regelungslücke im Agrarrecht sollte ohnehin geschlossen werden** (siehe vorheriger Abschnitt Nr. 17).

<sup>8</sup> bne-Vorschlag: Hürdenabbau bei der Erbschaftssteuer bei PV-Freiflächenanlagen:

[https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/22-03-28\\_bne\\_Erbschaftssteuer\\_bei\\_Solarparks\\_modernisieren.pdf](https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/22-03-28_bne_Erbschaftssteuer_bei_Solarparks_modernisieren.pdf)

<sup>9</sup> bne (10/2023): Drei Maßnahmen zum Hürdenabbau bei Solarparks und Großbatteriespeichern:

[https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/23-10-10\\_Jahressteuergesetz\\_PV-Freiflaechen\\_und\\_Speicher.pdf](https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/23-10-10_Jahressteuergesetz_PV-Freiflaechen_und_Speicher.pdf)

<sup>10</sup> Erlass der obersten Finanzbehörden der Länder (03/2024) zur Bewertung von Grundstücken mit Windkraftanlagen oder Freiflächen-Fotovoltaikanlagen; Bestimmung des Bodenwertes gem. § 179 BewG: <https://datenbank.nwb.de/Dokument/1042763/>

Im Ergebnis würden die steuerlichen Risiken in den „Blühwiesen-Solarparks“ gelöst, in denen die Flächenbewirtschaftung im Rahmen eines biodiversitätsfördernden Pflegekonzepts erfolgt. Es ist hierfür jedoch die **Regelung im Agrarrecht nötig**, dass dies eine **hauptsächlich landwirtschaftliche Nutzung** darstellt. So geregelt würden **auch PPA-Solarparks erfasst**. Regelungen zur Agri-PV blieben unangetastet. In Solarparks, in denen kompakte Bauweise im Vordergrund steht und in denen keine artenvielfaltsfördernde Flächenpflege erfolgt, würde die Regelung nicht greifen.

### (19) Agri-PV (Volumenanpassung nötig, Anpassungen GAPDZV empfehlenswert)



Das Solarpaket 1 verändert die Bezuschlagung nach § 37d EEG von besonderen PV-Anlagen (Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV). Durch bevorzugte Bezuschlagung der Agri-PV, sowie eine „auskömmliche Förderung“ für dieses Untersegment dürfte der Ausbau dieser Anlagen vorangebracht werden. Es erfolgt jedoch auch eine Verringerung der Ausschreibungsvolumina, sodass **2024 nur 300 MW besondere PV-Anlagen** bevorzugt bezuschlagt werden können. (2025: 800 MW, 2026: 1,2 GW, ...). Diese Kürzung könnte bereits durch wenige Projekte (z.B. 2025: 8 \* 50 MW) vollständig aufgebraucht werden. Dies bedeutet für **Anlagen mit komplexeren Agri-PV-Konzepten** (z.B. Anbau von Sonderkulturen) einen **Verlust der Planungssicherheit**. Die Menge sollte moderat erhöht werden, insbesondere dann, wenn eine Korrektur des EEG-Mengengerüst erfolgen sollte (siehe Punkt 1 dieses Papiers). Zudem wurde im gesamten EEG die Formulierung verändert, um eine klarere Regelung für Agri-PV „*bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen mit min 0,8 m*“ und „*insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10m*“ zu sichern. Aufgrund der zahlreichen Änderungen und weil die **aktuelle Festlegung der BNetzA zu Agri-PV-Anlagen** sich auf die **veraltete GAP** bezieht, sollten diese **neu erlassen** werden. Zudem wurde zwischenzeitlich eine zusätzliche **Vorform zur landwirtschaftlich produktiven Tierhaltung in Solarparks erarbeitet (DIN-SPEC 91492)** erarbeitet, die noch kein Abbild im Gesetz hat. Diese zusätzliche Agri-PV-Vornorm (Din-SPEC 91492) sollte in den einschlägigen Regelungen ergänzt werden, insbesondere in §12 der GAPDZV.

Lösung: Moderate **Mengenverlagerung** im § 37d EEG (**früher mehr Agri-PV ausschreiben**) und Festlegungen der BNetzA zur Agri-PV erneuern. **DIN-SPEC 91492** (Tierhaltung) in der GAPDZV ergänzen.

### (20) Agri-PV (Anlagenzusammenfassung mit Nicht-Agri-PV-Anlagen abschaffen)



Die Anlagenzusammenfassung im EEG bleibt bei Solarparks modernisierungsbedürftig. Viele **Agri-PV-Konzepte könnten wirtschaftlich günstiger umgesetzt werden, dürften sie mit andern Solarparks kombiniert werden**. Dies ist heute nicht möglich, weil eine Agri-PV-Anlage und ein anderer Solarpark, stets zwei Anlagen in Sinne des EEGs darstellen. Wenn diese Anlagen direkt nebeneinander gleichzeitig entstehen, verliert die Agri-PV-Anlage ihren Vergütungsanspruch. Als Beispiel wäre die fiktive Agri-PV-Anlage zu nennen, die auf 5 Hektar Pflanzenbau oder Tierhaltung betreibt und auf weiteren 10 Hektar Blühwiesen gepflegt werden. In der Agri-PV-Förderung des EEG ist das unmöglich, selbst wenn die „Blühwiesen-PV“ keine Vergütung beanspruchen würde. Noch brisanter wird die Anlagenzusammenfassung hinsichtlich der „hofnahen PV“, die nur als Agri-PV umgesetzt werden kann. Würde ein Landwirt eine „hofnahe PV“ privilegiert errichten und ein vollkommen anderer Akteur zeitgleich in der Nähe einen anderen konventionellen Solarpark oder Agri-PV-Anlage errichten, würde der Landwirt für seine „hofnahe PV“ den Vergütungsanspruch verlieren.

Lösung: Die Anlagenzusammenfassung im EEG (§ 24 EEG) ist bei Solarparks weiterhin modernisierungsbedürftig. **Grundsätzlich sollten PPA-Anlagen mit keinen anderen Solarparks verklammert werden.** Darüber hinaus **sollte jede Agri-PV-Anlage unschädlich für ihren anzulegenden Wert mit einer weiteren PV-Freiflächenanlagen zusammen errichtet werden können**, ähnlich zur Regelung bei Voll- und Teileinspeisungsanlagen auf einem Dach. Bei Kombinationen aus Agri-PV und Nicht-Agri-PV sollten klargestellt werden, dass die Agri-PV ihren Vergütungsanspruch behält (§48 EEG). Kombinationen aus Agri-PV und Nicht-Agri-PV sollten Zahlungsberechtigungen zeitgleich einlösen können (Ausschreibungszuschläge).

## (21) „Beteiligungs-PV“: Solarparkteile für Beteiligungszwecke (Problem: Anlagenverklammerung)



Die Anlagenzusammenfassung bleibt bei Solarparks erschwert **Konzepte der direkten Bürgerbeteiligung**. Solche könnten günstiger umgesetzt werden bzw. **werden überhaupt erst ermöglicht**, wenn die Anlagenzusammenfassung modernisiert wird. In vielen Solarparks besteht der Wunsch von direkt Anwohnenden Bürgern nach z.B. einem vergünstigten Stromtarif aus der Anlage, was in der Regel ein energiewirtschaftlich hochkomplexes Verfahren mit wenigen Kunden bedeutet. Zudem ist die Stromproduktion aus den geplanten Solarparks oft bereits über PPA vollständig verkauft worden. Oftmals wäre es daher **einfacher, Teile eines Solarparks** (z.B. 200 Module, oder eine Reihe, etc.) für die **Beteiligung der Bürger zu widmen**. Würde die Anlagenverklammerung dahingehend weiter modernisiert, könnte an vielen Solarparks **sehr einfach eine vielfältige „Beteiligungs-PV“ umgesetzt** werden. Denkbar sind eigene Beteiligungs-Anlagen die die Bürger vor Ort selbst gestalten, oder die Direktbeteiligung mit Nachrangdarlehen an dedizierten Anlagenteilen z.B. über Solarsparbriefe. Auch die Einbindung in schon bestehende Bürgerstromtarife, oder eine (künftige) Einbindung in Energy-Sharing-Lösungen möglich, oder als Bürgerenergie/mit/ohne Privileg). **Nötig hierfür wäre, dass in jedem Solarpark bis zu [1 MW] zu Beteiligungszwecken von der Anlagenverklammerung ausgenommen ist - explizit auch in PPA-Anlagen.** Diese Maßnahme verursacht im EEG keine Zusatzkosten, brächte aber viel Akzeptanz für den Ausbau. Die für beteiligungszwecke gewidmeten Anlagenteile sollten nach § 48 EEG vergütungsfähig sein und überall errichtet werden können (keine spezielle Flächenkulisse, wegen Sicherstellung der PPA-Kompatibilität).

Lösung: Die Anlagenzusammenfassung (§ 24 EEG) bei Solarparks sollte hinsichtlich der „**Beteiligungs-PV**“ weiterentwickelt werden. In jedem Solarpark sollte bis zu [1 MW] zu Beteiligungszwecken von der Anlagenverklammerung ausgenommen werden (**explizit auch in PPA-Anlagen**).

## (22) Netzanschluss von EEG-Anlagen: Netztransparenz ist entscheidend!



Es ist notwendig, dass auf Verlangen alle Informationen, die Anschlussbegehrende für die Prüfung des vorgeschlagenen Netzanschlusses (nach §8 Absatz 1 bis 3 EEG) benötigen, sowie die **für die Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten**, herausgegeben werden müssen. Anschlussbegehrende haben ein berechtigtes Interesse an diesen. Diese Netzdaten sind zudem **in angemessener Qualität bereitzustellen**, was erfahrungsgemäß nur erfolgt, wenn dies im Regelungstext verankert wird. Hierzu wird angemerkt, dass in den meisten Fällen der Netzanschlusssuchende die Leitung plant, finanziert und errichtet, nicht der VNB. **Netzdaten einer regulierten Infrastruktur sind keine Betriebsgeheimnisse.**

Die unbegründete, meist aus integriertem Denken stammende Heimlichtuerei vieler Netzbetreiber verlangt nicht nur die Netzverträglichkeitsprüfung, sie verteuert auch die Anlagen und führt zu unnötig hohen Förderkosten. Zudem sollte der **Prozess der Netzanmeldung verbessert** werden. Die **unverbindliche Netzauskunft** ist sinnvoll, sollte aber **mit der Reservierung verkoppelt** werden, denn nur eine Reservierung bietet Investitionssicherheit.

Lösung: Unsere Empfehlungen sind in der **bne-Stellungnahme zu den Regelungsentwürfen zur Beschleunigung von Netzanschlüssen** enthalten. Die Regelungsentwürfe aus Abteilung III des BMWK zur Beschleunigung von Netzanschlüssen vom 06.05.2024 weisen in eine sehr positive Richtung.

## Speicherausbau maximal beschleunigen

**Die deutsche Energiewirtschaft braucht jetzt den massiven Batteriespeicher-Ausbau.** Speicher kompensieren die Volatilität der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Sie erlauben eine erhebliche Effizienzsteigerung des Energiesystems, helfen mit den hohen PV-Einspeiseleistungen umzugehen, sichern die Erbringung von Systemdienstleistungen ab und sind ein zentrales Verbindungsglied in eine Welt nach der Einspeisevergütung, in die Direktvermarktung im Marktprämienmodell und in den förderfreien Betrieb im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung. **Speicher nutzen dem System, dem Netz und dem Bundeshaushalt.** Nötig sind sowohl marktgekoppelte Heimspeicher (Kapitel Gebäude-PV) als auch **insbesondere Großbatteriespeicher**. Diese benötigen **keine besondere Förderung** im EEG, sondern einen Hürdenabbau bei Netzanschlussthemen, Klarheit bei den Netzentgelten und beim Baukostenzuschuss, sowie die Vereinfachungen der Kombination mit Solaranlagen und Windparks (Co-Location und Retrofit).

Im Juni 2024 findet die **Messe „The Smarter E Europe 2024“ in München** statt. Diese Messe ist mit Abstand die größte Solar- und Speichermesse der westlichen Welt (siehe Lageplan). **Ganze fünf Messehallen sind ausschließlich dem Thema Batteriespeicher gewidmet.** Technisch sind Batteriespeicher bereits heute in allen Größenklassen marktverfügbar. Zurzeit beginnt die Massenfertigung solcher **Batterie-Energiespeichersysteme (BESS)**, was deren Kosten weiter senken und deren Ausbaugeschwindigkeit weiter steigern wird.

Große Batteriespeicher werden in LKW-Containern integriert und können schlüsselfertig an ihren Bestimmungsort geliefert werden. **Leistung und Kapazität** der Speicher können durch die Konfiguration und **Anzahl der Speichercontainer passend skaliert** werden (zwei Container: doppelte Leistung und Kapazität, 10 Container: zehnfache Leistung und Kapazität, usw.). In der deutschen Energiewendebatte und in den Energiewendeszenarien (insbesondere den Langfristszenarien des BMWK) fehlen sie aber noch weitgehend. **Die deutsche Energiewende muss mehr Speicher wagen.** Mit wenigen Maßnahmen kann man den Ausbau- und den Systemnutzen von BESS (mit oder ohne Kopplung mit EE-Anlagen) erheblich verbessern, ohne Förder- oder Netzausbaukosten auszulösen.





### (23) Baukostenzuschuss (Rechtssicherheit und Vereinheitlichung)

Im Augenblick besteht große **Rechtsunsicherheit bezüglich des Baukostenzuschusses**, da die BNetzA gegen ein vorliegendes Urteil des OVG Düsseldorf zu Baukostenzuschüssen Berufung eingelegt hat. Die Speicherunternehmen wissen nicht, was die die künftige Rechtsgrundlage sein wird und mit welcher Kostenbelastung sie rechnen müssen. Neben dieser Rechtsunsicherheit gibt es das Problem, dass eine Reihe von Netzbetreibern **sehr hohe Baukostenzuschüsse** verlangen. Mitunter werden die Speicher daher oft nicht dort gebaut, wo sie am sinnvollsten sind, sondern dort, wo die Netzbetreiber die Hand nicht besonders weit aufhalten. Es geht nicht darum, den BKZ komplett abzuschaffen, sondern um **Rechtssicherheit und Vereinheitlichung**. Der Bundestag hat im Entschließungsantrag zum Solarpaket 1 festgehalten, dass die regional sehr unterschiedlichen und teilweise überhöhten Baukostenzuschüsse, die Netzbetreiber für den Anschluss von Großspeichern verlangen können, einheitlich und verhältnismäßig ausgestaltet werden sollen. Dies kann beispielsweise durch eine bundeseinheitliche **Speicher-Netzanschluss-Verordnung erfolgen**. Diese Verordnung sollte im Falle einer positiven Prüfung zeitnah umgesetzt werden. Alternativ könnte die Regelung über eine Anpassung der bereits vorhandenen **Kraftwerks-Netzanschluss-Verordnung (KraftNAV)** vorgenommen werden. Sollte es auch hier unüberwindbare rechtliche Hindernisse geben, sollte der BNetzA eine Frist zur Neufestlegung auferlegt werden.

Lösung: Entschließungsantrag umsetzen und den Baukostenzuschuss (BKZ) bei Großspeichern einheitlich und verhältnismäßig ausgestalten, z.B. durch eine bundeseinheitliche **Speicher-Netzanschluss-Verordnung**. Diese ergäbe klare Regeln für die heute sehr unterschiedlichen und teilweise überhöhten Baukostenzuschüsse, die die Netzbetreiber für den Anschluss von Großspeichern verlangen.



### (24) Anschlussregelung bei Netzentgelten von Speichern rechtzeitig regeln

Die Netzentgeltbefreiung für neue Speicher läuft im August 2029 aus. Wenn die Anschlussregelung zu lange auf sich warten lässt, führt dies in der Praxis zu Unsicherheit bei Investoren bei Projekten, deren Inbetriebnahme in- oder nach diesen Zeitraum fällt. Es ist daher gut, dass im Entschließungsantrag des Solarpakets festgehalten ist, dass darauf hingewirkt werden soll, dass die Bundesnetzagentur als nachgeordnete Behörde, die derzeit zum 31.12.2028 befristete Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher in § 118 Abs. 6 EnWG für Neu- und Bestandsanlagen dauerhaft entfristet.

Lösung: Eine gesetzliche **Vorgabe**, bis wann die Bundesnetzagentur die **Anschlussregelung für nach August 2029** erarbeiten muss, damit Rechtssicherheit für die künftig davon betroffenen Projekte entsteht.



### (25) Batteriespeicher an PV-Freiflächenanlagen (Co-Location vereinfachen)

Einen Solarpark ohne Batteriespeicher zu planen, ist zunehmend überholt. Bereits heute werden von vielen Unternehmen **Solarparks immer „battery-ready“ geplant**, sowohl bei Anlagen in der Ausschreibung als auch bei PPA-Solarparks. Unternehmen planen Solarparks batteriespeicherfähig, weil sie die **Probleme wegbrechender Marktwerte und erheblicher Abregelung** sehen und gerüstet sein wollen. Durch PV-Speicher kann eine Abmilderung negativer Strompreise erfolgen, was positiv für die Gesamtsystemeffizienz ist.

Es stellt sich die **Frage: Warum werden Speicher nicht gleich mit den Solarparks in Betrieb genommen?** Dies liegt u.a. an einigen Regelungen im EEG und beim Netzanschluss, die den Speicherausbau hemmen. Bei Speichern direkt an Solarparks spricht man von „**Co-Location-Batteriespeichern**“. Heute ist oft keine „echte“ Co-Location umsetzbar, da Regeln der EEG-Anlagen die Vermarktung des Speichers einschränken. Generell können zwei Varianten errichtet werden:

- **Marktspeicher in Co-Location:** Speicher mit eigenem Zählpunkt, die nur das Grundstück und den Netzanschluss mitnutzen (Vorteil: einfacher Energiemarktzugang, Nachteil: zwei Einzelanlagen)
- **PV-Puffer durch Co-Location:** Speicher werden im Zählkreis der PV-Anlage angeschlossen, die nur der Zwischenpufferung von Strom der PV-Anlage dienen. (Vorteil: Einspeiseverlagerung möglich, Nachteil: limitierter Marktzugang des Speichers)

Diese Unterscheidung ist eine Folge der heute gültigen Regeln. Man könnte problemlos **Speicher als Teil von Solarparks pauschal anerkennen** (z.B. die entsprechende Definition im EEG anpassen) und so für eine **Integration von Speicherleistung in PV-Anlagen (Segment 1, Segment 2, PPA)** sorgen – immer dann, wenn die Integration wirtschaftlich ist. Mindestens sollte man aber zwischen den oben genannten Varianten einfacher wechseln können. So könnte ein Speicher im Sommer die Variante „PV-Puffer“ bedienen und im Winter mit Variante „Marktspeicher“ dem System nützen. Zentrale Probleme sind heute, dass **Regelungen zum Netzbezug von Co-Location-Speichern nicht praxistauglich** sind und das **bezüglich der Netzbelastung VNB oft vom Worst-Case ausgehen** (Netzanschlussleistung = volle PV-Leistung + volle Batterie-Einspeiseleistung). Dadurch steht dem Speicher nur sehr eingeschränkt Netzanschlussleistung zur Verfügung. Dies limitiert die Speichergröße und behindert die Vermarktung, da die freie Netzanschlussleistung ganztags limitiert ist, auch wenn die PV-Anlage nicht oder nur in Teillast produziert (z.B. nachts, oder bei Regenwetter).

#### **Co-Location-Speicher: Viele Einsatzrestriktionen aufgrund historisch begründeter Regelungen**

- Speicher in Kombination mit Solarparks der PV-Ausschreibung werden in ihrem Einsatz gehemmt, was im Wesentlichen darauf gegründet ist, dass der **Netzbezug nicht zulässig** ist.
- Wegen der fehlenden Netzbezug-Option ist die **Speicher- und Netzanschlussnutzung eingeschränkt** (Netzbezugsverbot verhindert Nutzung, wenn z.B. nachts keine PV-Produktion vorliegt, oder wenn Schnee auf der PV-Anlagen liegt). Auch scheiden PV-Speicher für die Regelenergie aus, weil in der PRL oder SRL Netzbezug notwendig ist (Nachladen aus dem Netz, nach Abruf).
- **Netzanschlusskapazität** kann oft nicht vollständig genutzt werden (**Überbauung wird versagt**)
- Wechsel der Vermarktung nur monatlich. **Neue Graustrom/Grünstrom-Regelung zu unflexibel.**
- **Unvollständige Regelungen im EEG** (z.B. Kommunalbeteiligung bei PV-Anlagen mit Speicher)
- Kostenaufschläge für den Netzanschluss, obwohl dieser schon vorhanden ist.
- **Hürden im Baurecht.**

## Lösungen:

- **Definition im EEG anpassen: Speicher als Teil der PV-Anlagen sehen** (Segment 1 und 2, PPA)
- Überbauung explizit erlauben: **Anspruch auf „Überbauung“ des Netzverknüpfungspunkts**
- **Kein Baukostenzuschuss bei Co-Location von Batterien in Solarparks**
- **Generelle baurechtliche Zulässigkeit von Batteriespeichern in Solarparks** gesetzlich klarstellen (möglich wäre das durch eine Änderung in § 14 Abs. 4 BauNVO)
- **Außenbereichsprivilegierung für Speicher:** Im Baugesetzbuch könnte man in § 35 Absatz 1 bei „Im Außenbereich ist ein Vorhaben nur zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen, die ausreichende Erschließung gesichert ist und wenn es [...]“ einen neuen Satz 10 hinzufügen, der wie folgt lautet: „10. Der Speicherung von Energie innerhalb von 200 Metern zu einem Umspannwerk dient.“

## (26) Retrofit von Batteriespeichern bei Einhaltung netztechnischer Parameter



Aufgrund der Abregelungsproblematik sollte dringend die **Nachrüstung von Speichern an bestehenden Solarparks** und großen Dachanlagen vereinfacht werden (**Retrofit von Batteriespeichern**). Es sollte eine **Genehmigungsfiktion hinsichtlich des Netzanschlusses** bestehen: Bei **Einhaltung der netztechnischen Parameter des bestehenden Solarparks**, sollte ein beliebig großer Batteriespeicher (bzgl. Leistung und Kapazität) nachgerüstet werden können. Eine Anmeldung der Umsetzung eines Speicher-Retrofit beim Netzbetreiber (ggf. zzgl. anderer Genehmigungen) sollte genügen. Es sollte **keine erneute Netzverträglichkeitsprüfung** erfolgen, wenn beim Retrofit die maximale Einspeiseleistung von Speicher und Photovoltaikanlage die maximale Einspeiseleistung der Bestands-Photovoltaikanlage zu keinem Zeitpunkt überschritten wird. Dies kann durch Einstellungen im **EZA-Regler**<sup>11</sup> abgesichert werden. Da der VNB jederzeit die Einspeiseleistung abfragen kann, könnte dieser bei Überbeanspruchung des Netzanschlusses die PV-Einspeisung abregeln. Wichtiges Detail: In **Einspeisenetzen** sollte der Speicher **keinen Anspruch auf n-1-sicheren Netzbezug** haben, da dies eine Netzertüchtigung auslösen kann, um die n-1-Sicherheit herzustellen. Es soll beim Speicher-Retrofit ja nur der schon bestehenden Netzanschluss genutzt werden. Durch eine Überbauung kann das genutzte Einspeisepotential eines vorhandenen NVP deutlich gesteigert werden.<sup>12</sup> Es gibt bereits die Möglichkeit, eine von der installierten Leistung abweichende Anschlussleistung (PAV, E-Regelung bei Netze-BW - [Link](#)) mit einem Netzbetreiber zu vereinbaren. Allerdings ist das kein Standard und muss in den meisten Fällen im Nachgang an eine geregelte Netzanfrage als Einzelfall mit dem Netzbetreiber diskutiert werden. Der Beitrag zur Netzstabilität wird durch Zertifizierung gewährleistet. Hierbei wird die Prüfung von Vereinfachungen bei der Zertifizierung von reinen PV-Speicher-Kombinationen (ohne substanziellen Eigenverbrauch) empfohlen.

<sup>11</sup> Ein Erzeugungsanlagen-Regler (EZA Regler) sichert die netzkonforme Einspeisung einer Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt (NAP). Dazu zählt die Wirkleistungseinspeisung, sowie auch die Blindleistung einer Anlage. EZA-Regler erlauben zudem die Steuerung der vom Netzbetreiber geforderten Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt (NAP).

<sup>12</sup> BEE, 2024: <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/kurzversion-der-netzverknuepfungspunkte-studie-des-bee>

Fast all diese Regeln bestehen heute schon, mit zwei Ausnahmen:

- Es fehlt heute ein **Anspruch auf „Überbauung“ des Netzverknüpfungspunkts**, und der
- **Entfall der Netzverträglichkeitsprüfung beim Retrofit** von Batteriespeichern an PV-Anlagen.

Lösung: In Bestand-Solarparks sollen beliebig große Batteriespeicher einfach nachgerüstet werden können (**Retrofit-Regelung**). Dies sollte mit einer **Genehmigungsfiktion hinsichtlich des Netzanschlusses** erfolgen, wenn netztechnische Parameter des bestehenden Solarparks eingehalten werden. Dafür ist ein **Anspruch auf „Überbauung“ des Netzverknüpfungspunkts** zu definieren, verknüpft mit einem **Entfall der Netzverträglichkeitsprüfung in der Retrofit-Regelung**. In Einspeisenetzen sollte der Speicher keinen Anspruch auf n-1-sicheren Netzbezug haben. Zudem sollten Vereinfachungen bei der Zertifizierung von reinen PV-Speicher-Kombinationen geprüft werden.

## (27) Wechsel zwischen Grün- und Graustromeinspeicherung beschleunigen



Aufgrund des „Ausschließlichkeitsprinzips“ muss sich ein wirtschaftlich betriebener Speicher zwischen der Einspeicherung von EEG-vergüteten Grünstrom und netzentlastenden Graustrom entscheiden, obwohl beides möglich und nötig wäre. Mit den Änderungen des Solarpaket 1 wurde ein **Wechsel des Speicherbetriebs** eingeführt, welches den multi-use Einsatz von Speichern wirtschaftlich attraktiv machen soll (§ 19 Abs. 3 EEG). Die BNetzA soll nun bis **Juni 2026** die notwendigen technischen Anforderungen an Speicher festlegen (vgl. § 85d Satz 2 EEG). Nicht nur, dass dies lange dauert, es gibt auch keinerlei Konsequenzen, falls die BNetzA, die technischen Vorgaben für das Wechselmodell bis dahin nicht fertigstellt. **Dabei könnten die technischen und prozessualen Anforderungen zur Umsetzung des vorgesehenen Modells bereits heute erfüllt werden.** Eine Festlegung durch die BNetzA wird die Umsetzbarkeit nur verzögern und auch das Ziel des Gesetzgebers, Speichern eine größere Flexibilität zu ermöglichen, unnötig ausbremsen. Es besteht eine Pflicht, einen **Energieflussrichtungssensor („Enfluri“)** beim Netzbetreiber nachzuweisen, wenn man eine Netzanmeldung vornimmt (in Form einer „Konformitätserklärung gem. FNN-Hinweis Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“). Dies **könnte man auch auf das Wechselmodell anwenden.** Sollten dennoch Umsetzungsprobleme auftauchen, sollte die BNetzA einen klarstellenden Hinweis veröffentlichen. Zum anderen können auch heute schon die **prozessualen Anforderungen des Wechselmodells** erfüllt werden, denn die **Marktprozesse für Einspeisestellen (MPES) bilden schon jetzt die in § 21c EEG vorgesehene Möglichkeit des Wechsels** zwischen den Veräußerungsformen ab, sofern der Wechsel „vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats“ mitgeteilt wurde. Außerdem wäre es wichtig klarzustellen, dass das auch für künftige Speicher in der Innovationsausschreibung gilt. Sollte der Gesetzgeber an der Nutzung eines Festlegungsverfahrens festhalten, ist ein zügiger Beginn desselben sowie ein Abschluss bereits im Frühjahr 2025 abzusichern.

Lösung: Eine weitere **Festlegung durch die BNetzA für den Wechselbetrieb ist nicht nötig**, denn heute existiert bereits **ausreichend Prozesse für technische Nachweispflichten und prozessuale Anforderungen**. Sollte das dennoch so beibehalten werden werden wir als bne für eine schnellere Umsetzung.



## (28) Netzanschlussleitungen bei Speichern vereinfachen

Das Recht auf die Nutzung von privaten und öffentlichen Grundstücken für Netzanschlussleitungen ist auch bei Speichern nötig. Bei einer Verbesserung des [§ 11a EEG](#) (Details siehe Punkt (16)), sollten auch Speicher explizit enthalten sein.

**Lösung:** Die Erweiterung des [§ 11a EEG](#) (Recht zur Verlegung von Leitungen) auf Batteriespeicheranlagen.



## (29) Grün- und Graustromspeicheranlagen: Netzanschlusspunktoptimierung

Es ist zu begrüßen, dass das mit dem Solarpaket 1 EE-Anlagenbetreiber und Energiespeicheranlagenbetreiber ähnlichere Regelungen zum Netzanschluss enthalten. Allerdings wurden Graustromspeicher explizit nur beim Netzanschlussvorrang gleichgestellt, nicht jedoch bei weiteren Privilegierungen des [§ 8 EEG 2023](#). Der Paragraph erlaubt EE-Speicheranlagen einen anderen Netzverknüpfungspunkt zu wählen als den durch den Netzbetreiber zugewiesenen und verpflichtet Netzbetreiber dazu, dass sie nach Erhalt des Netzanschlussbegehrens einen genauen Zeitplan für die Umsetzung zu erstellen. Eine vollständige Gleichstellung auch in Bezug auf Netzverknüpfungspunkt und Netzanschlussverfahren würde Rechtssicherheit schaffen ([Link](#), S. 103). Die Neuregelung im [§ 17 Absatz 2a EnWG](#) sollte um diese Punkte erweitert werden.

**Lösung:** Allen **Energiespeicheranlagen sollten Privilegien des § 8 EEG 2023 zukommen**, weshalb die neue Regelung in [§ 17 Absatz 2a EnWG](#) erweitert werden sollte. Zum Beispiel sollten **auch bei Speichern andere Verknüpfungspunkte gewählt werden können**, auch im Hinblick auf die Spannungsebene. Auch sollten Netzbetreiber unverzüglich einen genauen **Zeitplan** für die Bearbeitung übermitteln.



## (30) Innovationsausschreibungen für Speicher reparieren und reformieren

Die Speicher der Innovationsausschreibung werden schlecht ausgenutzt, aufgrund der Betriebseinschränkungen durch die Regeln der Innovationsausschreibungsverordnung ([InnAusV](#)). Die gesamten Regelungen zur Innovationsausschreibung im EEG und in der [InnAusV](#) sind stark reformbedürftig. Derzeit werden viele systemdienliche Leistungen, die Speicher durch eine freie Bewirtschaftung erbringen könnten, durch unzureichende Regulierung gehindert.

### Probleme und Lösungen der Innovationsausschreibung:

- **Nachladen aus dem Netz ist für die Regelenergieerbringung nötig** – aber bei Innovationsausschreibungs-Speichern **verboten**. Diese Speicher dürfen aktuell nur aus der Anlagenkombination selbst geladen werden. Für alle derzeit gültigen Vermarktungsmodelle für Speicher ist eine **direkte bidirektionale Verbindung zum Netz notwendig**. Dies gilt für Primärregelleistung, Sekundärregelleistung (Netzladung ist für die Wiederherstellung der Einsatzfähigkeit der Regelenergieprodukte nötig, nach einem Abruf. Weil die PV-Anlagen nicht immer produziert (z.B. nachts) können Speicher aus Anlagenkombinationen nicht für Regelleistung effektiv eingesetzt werden.)
- Laden aus dem Netz ist insbesondere für die **Bewirtschaftung am Strommarkt** nötig. Die **Erleichterungen beim Ausschließlichkeitsprinzip sollten auch bei den Speichern der Innovationsausschreibungen angewandt werden**.

- Speicher der Innovationsausschreibung haben i.d.R. einen gemeinsamen Zählpunkt mit der kombinierten Anlage. Für die freie Bewirtschaftung ist ein **getrennter bidirektionaler Zähler** erforderlich.
- Es kann aktuell nur die „für den Speicher freie Netzanschlussleistung“ vermarktet werden. Weil VNB hier von Worst-Case ausgehen (Netzanschlussleistung = volle PV-Leistung + volle Batterie-Einspeiseseistung) **steht dem Speicher nur sehr eingeschränkt Netzanschlussleistung zur Verfügung**. Dies limitiert die Speichergröße und behindert die Vermarktung, da die freie Netzanschlussleistung ganztags limitiert ist, auch wenn die PV-Anlage nicht oder nur in Teillast produziert (z.B. nachts, oder bei Regenwetter). Es bedarf in der Innovationsausschreibung (und allen anderen PV-Speicher-Kombinationen) einer **Regelung, dass Netzbetreiber Verträge über die maximal gleichzeitig aus PV- und Speicher auftretende Netzeinspeisung zu akzeptieren haben**. Netzbetreiber können die Ist-Einspeisung abrufen und könnten bei Verstößen gegen die Verträge abregeln.
- **Praxisferne Vorgaben zur Alterung des Speichers** widersprechen derzeit einer aktiven Bewirtschaftung und müssen ersatzlos gestrichen werden.
- **Problem mit Realisierungszeitraum und Speicherbestellung:** In der Innovationsausschreibung ist die **Übertragung von Zuschlägen auf andere Standorte nicht möglich**, was geändert werden sollte. Das Verbot hindert Projekte ohne Not technisch und administrativ. Es führt dazu, dass Speicher erst geplant und bestellt werden können, wenn Baurecht gesichert ist. Und häufig besteht erst Sicherheit beim Netzanschluss, wenn Baurecht erlangt wurde. Beides ist aber zwingend nötig, wenn der Innovationszuschlag nur am beantragten Standort genutzt werden darf. Bis zur Sicherung von Baurecht und Netzanschluss werden von den 30 Monaten mindestens 15 Monate benötigt. Mit den dann anschließenden Lieferzeiten und der Inbetriebnahme des Speichers ist der Zeitrahmen viel zu eng, räumliche Entkopplung würde maßgeblich helfen.
- **Effizienz der Ausschreibung generell verbessern:** Zeitliche Überlappung von Ausschreibungsrunden (z.B. Segment 1 und Innovationsausschreibung) sollte vermieden werden. Bisher kann nicht sinnvoll strukturiert werden, in welchen Ausschreibungen Gebote abgegeben werden. Die BNetzA benötigt regelmäßig zwei bis drei Monate, bevor sie die Ergebnisse veröffentlicht. Durch die Regelungen in Solarpaket (z.B. Untersegment für besondere Anlagen) ist von einer weiteren Verschlechterung auszugehen.
- In vergangenen Innovationsausschreibungen haben Speicher bestimmte Auslegungsverhältnisse, (C-Raten oder umgekehrt „Duration“). Nach den aktuellen Erfahrungen sollte die **Duration (Energieinhalt in MWh/Leistung in MW)** für eine sinnvolle Vermarktung **momentan ca. 2 Stunden** sein.

Lösung: In einem **BMWK-Fachgespräch** sollten **Probleme der Innovationsausschreibung erörtert** werden. Im Herbst 2024 sollte im Solarpaket II identifizierte **Verbesserungen und Fehlerkorrekturen** umgesetzt werden, **damit die Innovationsausschreibung ab dem Gebotstermin Mai 2025 wieder funktioniert**. Dies sollte Verbesserungen auch für bereits bezuschlagte Anlagenkombinationen enthalten, da der Nutzen eines besseren Speichereinsatzes (immerhin ca. 1 GW Speicherleistung) einen Systemnutzen darstellt.

#### **Weitere Ideen für die Innovationsausschreibung:**

Für die **Umsetzung der Roadmap Systemstabilität** ist eine funktionstüchtige Innovationsausschreibung hilfreich. So könnten in der Innovationsausschreibung **netzbildende Wechselrichter** vorgegeben werden.

Die Innovationsausschreibung ist eine beihilferechtskonforme und wettbewerblich effiziente Art der Beschaffung von steuerbarer Kraftwerksleistung. Es sollte deswegen eine Prüfung erfolgen, ob die Innovationsausschreibung des EEGs genutzt werden kann um **nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen (nf-SDL) wettbewerblich zu beschaffen** (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, STATCOM Betrieb, etc.). Nach den Bestimmungen der Strombinnenmarkttrichtlinie sind nf-SDL künftig vorrangig marktlich zu beschaffen. Über die Anforderungen an die Anlagenkombinationen (d.h. Solarkraftwerke mit Batteriespeichern) könnte diese Ausschreibung (jährlich > 800 MW) dazu genutzt werden, entsprechende nf-SDL effizient und zügig zu beschaffen. Andernfalls würden die benannten SDL weiterhin nicht wettbewerblich effizient aus konventionellen Alt-Kraftwerken beschafft, die dadurch eine starre Mindesterzeugung erhalten und nicht abgeschafft werden könnten. Auch eine Beschaffung im Rahmen der angekündigten Kraftwerksstrategie würde auf Gas-kraftwerke oder Gas-KWK hinauslaufen, was aus zahlreichen Gründen weder systemisch noch wirtschaftlich wünschenswert ist. Hier wäre die Innovationsausschreibung offensichtlich der bessere Ansatz.

### (31) Speichereinsatz in SMARD abbilden (Batteriespeicher sichtbar machen)



Batteriespeicher können auf der [Transparenzplattform der BNetzA \(smard.de\)](https://smard.de) nicht dargestellt werden. Auch deshalb bleiben sie oft in den energiepolitischen und systemischen Debatten außen vor. Es werden in den nächsten Jahren **absehbar eine zweistellige Anzahl an Gigawatt an großen Batteriespeichern** entstehen (vgl. Szenariorahmen-Entwurf der ÜNB, bis 2037: 9 - 18 GW Großspeicher mit 37 – 71 GWh Speicherkapazität)<sup>13</sup>. **Absehbar werden Batteriespeicher eine größere Leistung/Kapazität im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken haben.** Pumpspeicherkraftwerke werden in smard.de dargestellt, aber Batterien nicht. Im vergleichbaren Tool, der Plattform [www.gridstatus.io](https://www.gridstatus.io), wird der Systemzustand der amerikanischen ISOs dargestellt, inklusive Batteriespeichern. Am **Beispiel Kalifornien (CAISO)** ist gut zu sehen, dass Großbatteriespeicher in wenigen Jahren zu einer bedeutsamen Flexibilität werden können. Batteriespeicher sind in Kalifornien bereits heute oft die bedeutsamste Einspeisetechnologie in den Abendstunden, siehe [hier](#).

Lösung: Die BNetzA sollte **Batteriespeicher in SMARD integrieren**. Dabei kann die bereits vorhandene Einbindung von Pumpspeichern als Grundlage dienen.

## V: Wettbewerbsfähigkeit der Modulhersteller stärken



### (32) Zölle auf Solarglas abschaffen

Derzeit erhebt die EU-Kommission **Importzölle auf Solarglas**, was dazu führt, dass europäische Modulhersteller nicht wettbewerbsfähig sind – obwohl sie sehr günstig Solarzellen aus China für ihre Module beziehen können. Jetzt gibt es einen sehr einfachen Ausweg aus dieser Zollspirale: **Die schnelle NZIA-Umsetzung sollte zum Abbau von Zöllen auf Solarglas genutzt werden.** Der NZIA schreibt künftig Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien für einen Teil der Ausschreibungen vor. Da wir davon ausgehen können, dass auch Solarglas Bestandteil der privilegierten europäischen Wertschöpfungskette gemäß NZIA sein wird, gibt es hier dann eine unnötige doppelte Absicherung. Die Solarglas-Zölle können und sollten daher parallel zur Einführung der Resilienzausschreibungen abgeschafft werden.<sup>14</sup> Darüber hinaus werden die europäischen Module

<sup>13</sup> 21.03.2024, ÜNB-Webinar: Werkstattblick zum Entwurf des Szenariorahmen 2037\_2045 (2025) | [LINK](#)

<sup>14</sup> 19.04.2024, <https://www.pv-magazine.de/2024/04/19/schnelle-nzia-umsetzung-sollte-zum-abbau-von-zoellen-genutzt-werden>

künftig ebenfalls durch die Resilienzausschreibungen abgesichert werden. Dies wird insbesondere für Glas-Glas-Module wichtig, also Module mit zwei Gläsern, zwischen denen bifaziale Zellen verbaut werden. Hier schlagen die Zollkosten gleich doppelt durch.

**Lösung:** Mit der **Abschaffung der Solarglas-Zölle** wird die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Modulhersteller zunehmen. Die Modulhersteller können mit günstigeren Solargläsern nicht nur deutlich günstiger produzieren, sondern **haben auch noch das NZIA-Sicherheitsnetz**. Es ist evident, dass damit sämtliche Diskussionen über Zölle auf Modulimporte vom Tisch sein sollten.

### **(33) NZIA-Resilienzausschreibung zeitnah umsetzen**



Das von der EU-Kommission verabschiedete Netto-Null-Industriegesetz (NZIA, Net-Zero Industry Act) wird Ende Juni in Kraft treten und verlangt von den EU-Mitgliedsstaaten künftig Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien für 30 % der Ausschreibungen anzulegen. Ziel ist es die heimische Industrie zu schützen, ohne Zölle zu erheben. Der NZIA gibt vor, dass Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien (z.B. der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck) jeweils mit mindestens 5 Prozent in die Zuschlagsgewichtung der Resilienzausschreibungen einfließen sollen. Die Mitgliedsstaaten haben entsprechend Spielraum in der Auslegung, sie können selbst wählen auf welche Ausschreibungen sie die 30 % verteilen und die zusätzlichen Kosten bei 15 % je Ausschreibung deckeln. Angenommen, der Spielraum würde ausgeschöpft, würde dies bei Umlegung auf die 30 % Ausschreibungsvolumen eine Kostenerhöhung von maximal 4,5 % bedeuten (30 % von 15 %). Die NZIA-Resilienzausschreibungen der Bundesnetzagentur werden damit drei Kriterien enthalten: Gebotshöhe (70 %), Resilienzkriterien (mind. 5 %), Nachhaltigkeitskriterien (mind. 5 %). Die Ausschreibungen werden damit für alle Beteiligten deutlich komplizierter, dennoch scheinen sie geeignet, um die heimische Produktion zu schützen<sup>15</sup>.

**Lösung:** Die **NZIA-Resilienzausschreibungen** werden einen sicheren Rahmen für die europäische Photovoltaik-Produktion bieten und deswegen **sollten sie so schnell wie möglich umgesetzt werden**. Der NZIA könnte die Motivation außereuropäischer Hersteller jedenfalls erhöhen, in der EU-Produktionsstätten für vom NZIA betroffene Teile der Lieferkette aufzubauen.

## Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.

<sup>15</sup> 26.02.2024, <https://www.pv-magazine.de/2024/02/26/net-zero-industry-act-resilienzausschreibungen/>