

Fassung vom 29.10.2024

Stellungnahme zum Referentenentwurf einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes inklusive der geplanten Maßnahmen zur Stromspitzenglättung

Zusammenfassung.....	5
1 Maßnahmen zur Vermeidung von Stromspitzen und negativen Preisen.....	7
1.1 Direktvermarktungspflicht für Kleinanlagen würde PV-Ausbau ausbremsen.....	7
1.1.1 Zwang zur Direktvermarktung ab 25 kWp nicht einführen.....	7
1.1.2 Unentgeltliche Abnahme nicht aushöhlen.....	10
1.1.3 Massentaugliche und funktionierende Prozesse in der DV gewährleisten.....	11
1.1.4 Marktllokations-ID zeitnah bereitstellen.....	11
1.1.5 Weitere Hürden für die Direktvermarktung abbauen.....	12
1.1.6 Einheitlichen und verbindlichen Rahmen für Netzbetreiber etablieren.....	13
1.1.7 Änderung des Speicherbetriebsmodus entbürokratisieren.....	13
1.2 Entfall der Förderung in Zeiten negativer Preise angemessen kompensieren.....	14
1.2.1 Zeitliche Nachholung von Zeiten mit negativen Preisen durch Weiterentwicklung des §51a EEG für PV praxistauglich ausgestalten.....	15
1.3 Absenkung der Grenze zur Steuerbarkeit und Einspeisereduktion	17
1.3.1 Absenkung der Grenze zur Steuerbarkeit von 25 auf 2 kWp.....	17
1.3.2 Zu starke Einspeisereduktion als Übergangslösung zur Steuerung.....	18
1.4 Negative Preise durch Änderungen bei der ÜNB-Vermarktung vermeiden und Wirtschaftlichkeit der abgeregelten Anlagen sicherstellen.....	18
1.5 Schnellen Speicherzubau anreizen und flexiblen Betrieb voranbringen	20
1.5.1 Heimspeicher flexibilisieren (Pauschaloption in §19 Abs. 3c EEG).....	21
1.5.2 Gewerbe- und Großspeicher flexibilisieren (Abgrenzungsoption in § 19 Abs. 3b EEG).....	21
1.5.3 Weitere Hemmnisse für Großspeicher abbauen.....	22
1.6 Geplante Umstellung der Vermarktung auf 14-Werte am Strommarkt folgerichtig.....	22

1.7	Änderungen des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG).....	23
1.7.1	Grundsätzliche Anmerkungen zu den Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG).....	23
1.7.2	Zweijähriger Bestandschutz behindert Wettbewerb und ist nicht zielführend.....	23
1.7.3	Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen - Klärungsbedarf bei „Nulleinspeisanlagen“	24
1.7.4	Preisobergrenzen – Anhebung einseitig auf Kundenseite im kleinen Anlagensegment gefährdet die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.....	24
1.7.5	Steuerung wird Standardleistung - Klarer Verantwortungsübergang zwischen Messstellenbetreiber und Anlagenbetreiber erforderlich.....	25
1.7.6	Anpassung der Wirkleistungsbegrenzung auch für Notfallmaßnahmen.....	25
1.7.7	Vorzeitige iMSys-Ausstattung auf Kundenwunsch nicht einschränken.....	25
1.7.8	Klarstellung zum agilen Rollout wird begrüßt.....	26
1.7.9	Festlegungen für BNetzA - Vorschriften zu Weitverkehrsverbindungen nicht in TAR/TAB.....	26
1.8	Verordnungsermächtigung für das Wirtschaftsministerium an konkrete Voraussetzungen koppeln.....	27
2	Netzanschlüsse beschleunigen.....	27
2.1	Netztransparenz durch unverbindliche Netzanschlusssauskunft erhöhen (§ 17b EnWG-E)	28
2.3	Fristen im Netzanschlussprozess universell gestalten und Fristverstöße von Netzbetreibern sanktionieren (§§ 17a und §21 Abs. 3 EnWG-E).....	31
2.4	Netzanschlussbegehren digitalisieren (§ 14e Abs. 2 und Abs. 2a EnWG-E, § 17c EnWG-E und § 20b EnWG-E).....	32
2.5	Innovative Netzanschlusskonzepte durch gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt ermöglichen (§ 17 Abs. 2b EnWG-E, § 8 Abs. 2 u. Abs. 4 EEG-E, § 8f EEG-E und §11 Abs. 1 EEG-E).....	33
2.6	EEG-Vorgaben zum Netzanschluss an EnWG-Änderungen anpassen (§ 8 EEG-E)	34
2.7	Bundesweite Anerkennung von Installateuren realisieren (§ 10 EEG-E).....	35
2.8	Nulleinspeisanlagen von unnötigen Steuerungs- und Direktvermarktungspflichten befreien.....	35

2.9	Bestandsanlagen zu systemdienlichem Verhalten anreizen	36
2.10	Gescheiterten bilanziellen Ausgleich auf Verteilnetzebene anerkennen (§ 14 Abs.1 a EnWG-E).....	36
3	Zu den weiteren Änderungen im Referentenentwurf.....	37
3.1	BSW-Empfehlungen zur Beseitigung weiterer Hemmnisse für die Photovoltaik in Mehrfamilienhäusern.....	37
3.1.1	Rechtsklarheit für Messen und Steuern in der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und im virtuellen Summenzähler für Mieterstrom schaffen	38
3.1.2	Zugang zu Messwerten für die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung erleichtern	38
3.1.3	Liegenschaftsmodell massentauglich machen.....	39
3.2	Streichung der Leitplanken für Landesbeteiligungsgesetze zurücknehmen (§ 22b Abs. 6 EEG).....	40
3.3	Energy Sharing praxisgerecht einführen (§ 42c EnWG-E).....	41
3.4	Geplante Klarstellungen und Korrekturen im EEG zügig umsetzen.....	42
3.4.1	Förderfähigkeit von Agri-PV-Anlagen mit Trackern klarstellen.....	42
3.4.2	Naturschutzfachliche Mindestkriterien nicht auf förderfreie Anlagen ausweiten, sondern Planungshoheit von naturschutzfachlichen Vorgaben bei den Kommunen belassen.....	43
3.4.3	Korrekturen bei der Garten-PV umsetzen.....	43
3.4.4	Klarstellung Bezugsstrom für geringfügige Verbräuche von Volleinspeiseanlagen auch für Bestandsanlagen begrüßenswert.....	44
3.4.5	Markstammdatenregisterverordnung aktualisieren.....	44
3.4.6	Solarstadl-Verbesserungen begrüßenswert.....	45
3.4.7	Innovationsausschreibung innovativ gestalten und Speichern erlauben systemdienlich zu agieren.....	46
4.	Weiterer dringender Handlungsbedarf noch in dieser Legislaturperiode	46
4.1	Erbschaftssteuerrisiken bei der Verpachtung von landwirtschaftlich genutzten Flächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen beseitigen.....	46
4.2	Hemmnisse bei der Anlagenzusammenfassung abbauen – Kommunen entscheiden lassen	47

4.3	Wegenutzungsrecht auch für private Flächen einführen.....	49
4.4	Ausbaudeckel für Solarausschreibungen abschaffen – Zubauziele erreichen.....	49

Zusammenfassung

Der starke Zubau der Photovoltaik der letzten Jahre ist ein großer Erfolg für die Energiewende. Solaranlagen sind dabei nicht nur die Voraussetzung für wirksamen Klimaschutz, sondern senken zudem den Börsenstrompreis schon heute um rund 25 %. Stromkunden werden durch den preissenkenden Effekt der Photovoltaik um rund 10 Milliarden Euro pro Jahr entlastet. Um bei den Ausbauzielen weiterhin auf Zielkurs zu bleiben, bedarf es zusätzlicher Anstrengungen, damit die Ausbaudynamik erhöht und das notwendige jährliche PV-Ausbauziel von 22 GW erreicht wird.

Durch den erfolgreichen Zubau wird die Photovoltaik zukünftig immer häufiger zur tragenden Säule im Strommarkt. Damit wächst auch die Verantwortung für das Gesamtsystem, etwa durch systemdienliches Verhalten und eine noch weiter reichende Reaktion auf Marktsignale.

Eine weitere Beschleunigung des Speicherausbaus und eine Flexibilisierung von Verbrauchern sind dabei der Schlüssel, um Angebot und Nachfrage bei den erneuerbaren Energien noch besser aufeinander abzustimmen und die Stromnetze zu entlasten.

Solange der Ausbau von Speichern und die Flexibilisierung von Verbrauchern jedoch noch nicht mit dem PV-Ausbau Schritt halten können, werden insbesondere die dadurch immer häufiger auftretenden negativen Preise an den Strommärkten zu einer erheblichen Belastung für die Rentabilität und Kalkulierbarkeit neuer PV-Anlagen. Eine Vermeidung negativer Strompreise ist für die Investitionssicherheit künftiger EE-Investor:innen, aber auch zur Vermeidung von Ineffizienzen bei der EE-Förderung unabdingbar. Geeignete Maßnahmen zu ihrer künftigen Vermeidung und zu einer stärkeren Systemintegration der Solartechnik sollten in der Tat noch in dieser Legislaturperiode ergriffen werden.

Die Pläne des Bundeswirtschaftsministeriums im vorliegenden Referentenentwurf zur Novellierung des Energierechts zur künftigen Vermeidung von Stromspitzen und negativen Strompreisen sind aus Sicht der Solarbranche jedoch in Teilen unverhältnismäßig, nicht zielführend und bergen vor allem ein hohes Risiko, den Photovoltaik-Ausbau, insbesondere von Solarstromanlagen auf kleineren Gewerbedächern und teils auch auf Dächern von Wohnimmobilien erheblich auszubremsen.

Aus Sicht der Solarwirtschaft besteht dringender Nachbesserungsbedarf:

- **Keine Absenkung der verpflichtenden Direktvermarktung auf eine PV-Leistung von nur 25 kWp:** Einen Zwang zur Direktvermarktung für PV-Anlagen unterhalb einer Leistung von 100 kWp lehnt der BSW ab. Sollte eine Absenkung der Direktvermarktungspflicht unter den derzeitigen unzureichenden Rahmenbedingungen erfolgen, könnte es zu einem massiven Einbruch des relevanten PV-Marktsegments 25–100 kWp kommen, da die Direktvermarktungskosten für diese

Anlagen in den allermeisten Fällen höher liegen als die Erlöse des Stromverkaufs und sich damit zumeist kein Direktvermarkter für diese kleinen Strommengen finden lässt. Stattdessen sollten zunächst die Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Direktvermarktung auch für kleinere Anlagen zu ermöglichen und in der Breite attraktiv zu machen.

- **Entfall der Förderung bei negativen Preisen erfordert Reparatur des § 51a EEG:** Eine stärkere Weiterreichung von Marktsignalen (bspw. negative Preise) ist nur unter der Bedingung zielführend, dass ein Kompensationsmechanismus eingeführt wird, der die Wirtschaftlichkeit aller PV-Anlagen auf einfache und verständliche Weise sicherstellt und nicht zur Investitionsbremse wird. Eine sachgerechte Weiterentwicklung des §51a EEG ist daher entscheidend. Anders als bei der Windkraft ist der Mechanismus für die PV bislang wirkungslos.
- **Zur Absenkung der Steuerbarkeitspflicht (iMSys-Rollout):** Die Änderungen des MsbG enthalten leider keine Vereinfachungen. Die Absenkung des Schwellenwertes zur Steuerbarkeitspflicht von PV-Anlagen auf 2 kW führt zu einem gigantischen, kleinteiligen Rollout der begrenzt verfügbaren Smart-Meter-Gateway (SMGW). Durch die zu Unrecht einseitig auf der Kundenseite für das betroffene PV-Anlagensegment angehobenen Betriebskosten (POG) werden Betreiber dieser kleinen PV-Anlagen übermäßig finanziell belastet und ihre Wirtschaftlichkeit gefährdet. Die anhaltenden Verzögerungen beim Rollout der Steuerungstechnik über das SMGW zeigen, dass eine funktionierende, kostengünstige Steuerungsalternative nötig wird. Es wäre zudem zielführender, den Aufbau von Großspeichern zu entfesseln und den erzeugten Solarstrom zu nutzen, anstatt sich auf eine großflächige Abregelung von Kleinstanlagen zu fokussieren.
- **ÜNB-Vermarktung bei negativen Preisen:** Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sollen Strom aus der Einspeisevergütung künftig nicht mehr zu jedem beliebigen negativen Preis vermarkten, sondern preislimitiert nur bis zu einer Preisuntergrenze. Nicht vermarkteter Strom soll bei steuerbaren Anlagenbetreibern abgeregelt und kompensiert werden. Der vorliegende Vorschlag stellt jedoch nicht sicher, dass die ÜNB Solarstrom nur noch zu positiven Preisen vermarkten dürfen. Die Potenziale der Regelung zur Vermeidung negativer Strompreise werden dadurch nicht vollständig ausgeschöpft. Zudem ist die praktische Umsetzung der Kompensation für abgeregelte Strommengen sowie der Schutz von Eigenverbrauch unklar.
- **Speicher:** Als am schnellsten skalierbare zielführende Maßnahme muss der systemdienliche Stromspeicherzubau von den noch immer bestehenden Hürden befreit werden. Insbesondere muss die flexible Nutzung von Heim- bis Großspeicherbatterien im Gesetz ausreichend angereizt werden und dann schnellstmöglich praktisch umsetzbar sein.
- **Netzanschlüsse beschleunigen:** Im EnWG und EEG sind umfassende gesetzliche Grundlagen geschaffen worden, die zukünftig positive Auswirkungen sowohl aus Sicht der Anschlusspetenten

als auch der Netzbetreiber haben können. Da viele Maßnahmen erst noch in weiteren Prozessen ausgestaltet werden, muss auf eine angemessene Beteiligung aller betroffenen Stakeholder geachtet werden. Zudem sollten vor allem den zu begrüßenden Digitalisierungsanforderungen eine Vereinfachung und Standardisierung der Prozesse vorausgehen.

Die aktuelle Version der Stellungnahme ist unter dem folgenden Download abrufbar:

<https://bit.ly/4eWyD4k>

1 Maßnahmen zur Vermeidung von Stromspitzen und negativen Preisen

1.1 Direktvermarktungspflicht für Kleinanlagen würde PV-Ausbau ausbremsen

1.1.1 Zwang zur Direktvermarktung ab 25 kWp nicht einführen

Die Bundesregierung plant die Direktvermarktungspflicht für Neuanlagen grundsätzlich auf 25 kWp abzusenken (bisher 100 kWp). Folgende Anlagen zwischen 25 - 100 kWp werden übergangsweise von der Pflicht ausgenommen und können bis zum 01.01.2029 noch die Einspeisevergütung erhalten:

- Anlagen bis 90 kWp, die vor dem 01.01.2026 in Betrieb genommen wurden,
- Anlagen bis 75 kWp, die vor dem 01.01.2027 in Betrieb genommen wurden,
- Anlagen bis 100 kWp, die vor dem 01.01.2028 in Betrieb genommen wurden und ihre Einspeiseleistung auf 30 % begrenzen.

Für diese Anlagen entfällt allerdings ab dem 01.01.2029 diese Übergangsregelung, sodass sie danach keine Einspeisevergütung mehr erhalten und zum Wechsel in die Direktvermarktung mittels Marktprämie (oder sonst. Direktvermarktung) gezwungen werden.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Mit der zukünftigen wachsenden Systemverantwortung auch von kleineren PV-Anlagen wird die Weiterreichung von Marktsignalen auch an kleinere und mittelgroße PV-Anlagen notwendig sein, unter anderem auch, um lokal verfügbare Flexibilitäten wie Batteriespeicher oder flexible Verbraucher, wie Wärmepumpen und E-Mobilität, zu einem systemdienlichen Verhalten anzureizen.

Einen Zwang zur Direktvermarktung für Anlagen über 25 kWp lehnt der BSW jedoch zum jetzigen Zeitpunkt ab. Für kleine PV-Anlagen mit geringen Einspeisemengen ist die Direktvermarktung aktuell i.d.R. nicht wirtschaftlich umsetzbar und würde zu deutlichen Mehrkosten führen, die von der Politik durch eine entsprechende Erhöhung der Managementprämie ausgeglichen werden müssten. Sollte eine Absenkung der Direktvermarktungspflicht unter den derzeitigen unzureichenden Rahmenbedingungen erfolgen, könnte es zu einem massiven Einbruch des Marktsegments von 25 - 100 kWp kommen, da die Direktvermarktungskosten für diese Anlagen in den allermeisten Fällen höher liegen als die Erlöse des Stromverkaufs und sich damit zumeist kein Direktvermarkter für diese kleinen Strommengen finden lässt.

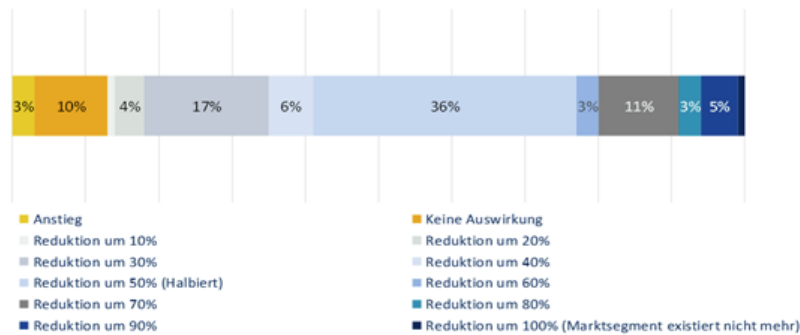
Befragungen in der BSW-Mitgliedschaft ergaben, dass heute im PV-Anlagensegment zwischen 100 - 1.000 kWp häufig jährliche Vermarktungs- und Dienstleistungskosten von mind. 1.000 € anfallen. Hinzu kommen Kosten zur Installation und Einrichtung der Direktvermarktung, die i.d.R. in einer Spanne zwischen 1.000 - 2.000 € liegen. In Anbetracht dieser Kosten sind wirtschaftliche Geschäftsmodelle insbesondere bei Anlagen mit Eigenverbrauch nicht wirtschaftlich darstellbar. Dieses Problem wurde von der PV-Strategie des Wirtschaftsministeriums vor einem Jahr für PV-Anlagen mit einer Leistung oberhalb von 100 kWp noch erkannt, droht jetzt mit der geplanten Absenkung der Direktvermarktungspflicht aber ignoriert zu werden.

Eine verpflichtende Absenkung der Schwelle zur Direktvermarktung zum jetzigen Zeitpunkt wäre daher nur durch ein starkes Heraufsetzen der Managementprämie denkbar, um die Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen sicherzustellen. Dies würde allerdings dem Ziel der EEG-Kostensenkung deutlich entgegenwirken.

Eine Absenkung des Schwellenwertes für eine verpflichtende Direktvermarktung würde zudem Fehlanreize setzen, PV-Neuanlagen kleiner zu dimensionieren oder als Nulleinspeiseanlage in Betrieb zu nehmen. In den Vordergrund rückt damit, die Eigenversorgung zu optimieren, anstatt Anlagen systemdienlicher zu betreiben. Auch das würde die Ausbauzielen konterkarieren.

BSW-Branchenumfrage zur Direktvermarktungsgrenze

Welche Auswirkungen auf den Zubau von PV-Anlagen zwischen 25 und 100 kWp in Deutschland erwarten Sie durch die geplante stufenweise Absenkung der Direktvermarktungsgrenze?



Quelle: Erhebung BSW-Solar; N = 116 im gewerblichen Segment (> 30 kWp) PV-Dachanlagen installierende Betriebe; Antworten „Keine Angabe“ nicht berücksichtigt; Erhebungszeitraum 03.-10.09.2024

Eine BSW-Branchenumfrage bestätigt die gravierenden Auswirkungen, die eine Absenkung der Direktvermarktungsgrenze nach sich ziehen würde:

87 % der Antwortenden erwarten eine Reduktion des PV-Zubaus - und gehen im Durchschnitt von einer Reduktion um 50 %, also einer Halbierung des Zubaus im betroffenen Marktsegment, aus. Das Erreichen der gesetzlich verankerten EE-Ausbauziele wäre damit in Gefahr, da sich zur Zielerreichung gerade auch auf kleineren Gewerbedächern die jährlich zugebaute PV-Leistung bis 2026 nicht verringern darf, sondern in etwa verdoppeln muss.

Gegen einen Direktvermarktungszwang ab 25 kWp sprechen weitere gewichtige Argumente: Direktvermarktung führt nicht automatisch zu einem systemdienlichen Verhalten der Anlagenbetreiber. Umgekehrt kann ein systemdienliches Verhalten auch ohne den Zwang zur Direktvermarktung angereizt werden. Der zusätzliche Aufwand der Direktvermarktung steht somit in keinem Verhältnis zum erhofften Nutzen.

Eine marktdienliche Steuerung der Anlagen ist zudem wirtschaftlich nur über ein intelligentes Messsystem (iMSys) darstellbar. Die massenhafte Steuerbarkeit über iMSys wird jedoch frühestens Ende 2026 erwartet und kommt somit deutlich später als die von der Bundesregierung geplante Absenkung der Direktvermarktungspflicht ab 2025. Weiterhin führt die Umstellung im Anlagensegment von 25 – 100 kWp von der Festvergütung auf die Direktvermarktung insbesondere bei Teileinspeiseanlagen dazu, dass sie eine geringere Vergütung erhalten, da sie i.d.R. zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen einspeisen und ihre Markterlöse damit häufig unter dem Marktwert Solar liegen.

Direktvermarktung ist für einen Anlagenbetreiber nur in Verbindung mit einem Dienstleister möglich, der die dafür notwendigen Markttrollen einnimmt, die Anlage steuert und Vermarktungsrisiken managt. Dabei entstehen erhebliche Aufwände und Kosten, die den möglichen Erlös aus dem Stromverkauf weitgehend

aufzehren oder sogar überschreiten. Auch deshalb gibt es derzeit kein allgemein verfügbares Angebot der Direktvermarktung kleiner Photovoltaikanlagen. Selbst bei Anlagen größer 100 Kilowatt, für die derzeit bereits eine Verpflichtung zur Direktvermarktung besteht, ist eine wirtschaftliche Direktvermarktung häufig kaum darstellbar. Aus diesem Grund wurde mit dem Solarpaket I richtigerweise die Direktvermark tungspflicht für geringe Strommengen gerade erst beseitigt.

Ansätze zur Direktvermarktung bei kleinen Anlagen werden derzeit lediglich von einzelnen Akteuren als Aggregatoren vieler Anlagen in Verbindung mit zusätzlichen Geschäftsmodellen und Verdienstmöglich keiten erprobt, wie beispielsweise der Reservevermarktung von Batteriespeichern oder in Verbindung mit der Stromlieferung oder dem Kauf von Anlagen bei demselben Dienstleister. Eine freie Wahl des Direkt vermarkters ist auf dieser Basis absehbar nicht möglich oder wirtschaftlich darstellbar und die freie Wahl des Stromversorgers wäre dadurch ausgehebelt. Mit diesem Geschäftsmodell dürfte sich daher nur ein kleiner Teil des erforderlichen Marktpotenzials im betroffenen PV-Marktsegment mobilisieren lassen.

Der BSW-Solar empfiehlt daher dringend, einen Zwang zur Direktvermarktung nicht einzuführen.

1.1.2 Unentgeltliche Abnahme nicht aushöhlen

Im Zusammenhang mit der Absenkung der Direktvermarktungsgrenze wird die gerade mit dem Solarpa ket eingeführte unentgeltliche Abnahme neuregelt: Nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG RefE soll die unentgeltli che Abnahme künftig nur noch für Anlagen bis 100 kWp möglich sein (vorher 200 kWp). Zudem wird eine Steuerung über iMSys zur Voraussetzung für die unentgeltliche Abnahme. Ist eine Steuerung über iMSys nicht vorhanden, ist die unentgeltliche Abnahme nur bis 2 kWp möglich.

→ BSW-EMPFEHLUNG

In der PV-Strategie des Wirtschaftsministeriums wurde das Problem erkannt, dass Anlagen mit hohen Ei genverbrauchsquoten in aller Regel keinen Direktvermarkter für die geringen eingespeisten Strommen gen finden. Zur Lösung dieses Problems wurde im Frühjahr 2024 mit dem Solarpaket die unentgeltliche Abnahme eingeführt, durch die man von den Direktvermarktungspflichten befreit wurde.

Die jetzt geplante Neuregelung zur unentgeltlichen Abnahme höhlt das bisherige Konzept grundlegend aus. Die bereits zu niedrige Grenze von 200 kWp soll nochmals abgesenkt werden und die Vorausset zung einer Steuerung über iMSys eingeführt werden, obwohl diese Steuerungstechnik auf absehbare Zeit nicht verfügbar ist. Das BMWK widerspricht damit offensichtlich der eigenen Problemanalyse der PV-Stra tegie. Damit wird sich das Problem der unwirtschaftlichen Direktvermarktung unter 500 kWp wieder ver schärfen. Der BSW empfiehlt daher die geplanten Änderungen zu streichen.

1.1.3 Massentaugliche und funktionierende Prozesse in der DV gewährleisten

Der Zwang zur Direktvermarktung verursacht derzeit schon bei Anlagen der Leistungsklasse über 100 Kilowatt mit Eigenversorgung hohen Aufwand, hohe Kosten und verschlechtert die Wirtschaftlichkeit der Anlagen, ohne die marktliche Integration zu verbessern. Der BSW-Solar begrüßt daher ausdrücklich die Bemühungen der Bundesregierung im RefE, die (Marktkommunikations-)Prozesse zwischen Netzbetreibern und Direktvermarktern zu entbürokratisieren, zu digitalisieren und massengeschäftstauglich zu machen. Dies stellt einen ersten Schritt dar, um die Direktvermarktung nach erfolgreicher Umsetzung der Prozesse und ihrer allgemeinen Verfügbarkeit auch für kleinere PV-Anlagen zu ermöglichen und attraktiv zu machen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Anstatt kurzfristig den Zwang zur Direktvermarktung willkürlich unter die 100-Kilowatt-Schwelle zu senken, sollte die Direktvermarktung so effizient und kostengünstig gestaltet werden, dass sie für alle PV-Anlagengrößen, auch die kleinen, praktikabel und attraktiv wird. Sollte eine Absenkung der Direktvermarktungsgrenze unvermeidbar sein, so darf die Verpflichtung in jedem Fall erst erfolgen, nachdem gewährleistet ist, dass die geplanten Maßnahmen ihre Wirkung entfalten und die Direktvermarktung auch für kleinere Anlagen überhaupt umsetzbar ist.

Zu den geplanten Maßnahmen zur Verbesserung der Direktvermarktung nimmt der BSW-Solar wie folgt Stellung:

1.1.4 Marktlokations-ID zeitnah bereitstellen

Die Marktlokations-ID (MaLo-ID) ist als Identifikationsnummer eine der grundlegenden Voraussetzungen, damit PV-Anlagen und Speicher an der Direktvermarktung teilnehmen können. Für die Generierung und Verteilung der MaLo-IDs sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) zuständig. Derzeit besteht allerdings das Problem, dass die VNB die IDs häufig erst Monate nach der Inbetriebnahme der Anlage erzeugen. Zudem werden bereits erzeugte IDs oftmals erst auf Nachfrage mitgeteilt. Dadurch kann es oft viele Monate bis zur Anmeldung der PV-Anlage zur Direktvermarktung und zur Teilnahme des Speichers am Strommarkt dauern. In der Zwischenzeit sind die Anlagen zur Einspeisevergütung angemeldet, was zusätzlichen Aufwand für alle Beteiligten bedeutet.

Nach § 8g EEG RefE sind Netzbetreiber zukünftig verpflichtet, innerhalb von vier Wochen nachdem der Anschlussbegehrende das Netzanschlussangebot angenommen hat, eine alphanumerische Bezeichnung des vereinbarten Ortes der Messung, Entnahme und Einspeisung mitzuteilen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt die geplante Änderung, durch die eine zeitnahe Bereitstellung der MaLo-ID geregelt wird. Mit der Neuregelung wird eine wichtige Forderung der Solarbranche zur Verbesserung der Direktvermarktung umgesetzt. Darüber hinaus sollte eine Verletzung dieser Pflicht durch die Netzbetreiber sanktionsbewehrt sein, da sie ansonsten droht, ins Leere zu laufen.

1.1.5 Weitere Hürden für die Direktvermarktung abbauen

Der RefE enthält eine Reihe weiterer Maßnahmen zur Direktvermarktung:

- **Teilnahme älterer Wechselrichtermodelle:** In § 10b Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. b. EEG RefE wird auch für ältere Wechselrichtermodelle, die keine mehrstufige oder stufenlose Steuerung umsetzen können, die Möglichkeit geschaffen, an der Direktvermarktung teilzunehmen.
- **Anpassung der Nachweisfrist zur Fernsteuerbarkeit:** In § 10b Abs. 1 S. 4 EEG RefE wird die Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit an die erstmalige Einspeisung gekoppelt und nicht mehr an die Inbetriebnahme. Damit wird eine Pflichtverletzung der Anlagenbetreiber ausgeschlossen, wenn die erstmalige Einspeisung mehr als 8 Wochen nach der Inbetriebnahme erfolgt.
- **Alternative Steuerungsoption:** § 10b Abs. 2 EEG RefE schafft bis zum 01.01.2028 die Möglichkeit, die Steuerbarkeit in der Direktvermarktung auch über alternative Wege als das SMGW umzusetzen.
- **Vereinheitlichung und Vereinfachung der Nachweisführung:** In § 10b Abs. 5 EEG RefE werden die Netzbetreiber verpflichtet, sich innerhalb von 13 Monaten nach Inkrafttreten des Gesetzes auf einheitliche, für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter einfach umsetzbare Nachweise zur Pflichterfüllung zu einigen. Damit soll verhindert werden, dass durch unterschiedliche Netzbetreiber eine Vielzahl an voneinander abweichenden Prozessen und Anforderungen geschaffen werden, die massengeschäftstaugliche Prozesse unmöglich machen.
- **Digitale und massengeschäftstaugliche Endabrechnung:** In § 26 Abs. 3 EEG RefE wird ein Anspruch auf digitale, massengeschäftstaugliche Endabrechnung für den jeweils Berechtigten eingeführt. Damit sind grundsätzlich die Anlagenbetreiber gemeint, sowie bei Abtretung der Vergütungsansprüche bspw. auch Direktvermarkter.
- **Standardisierte Abwicklung der Direktvermarktung:** § 85 Abs. 2 Nr. 5 EEG RefE gibt der BNetzA eine umfassende Festlegungskompetenz, um die Direktvermarktungsprozesse zu standardisieren und massengeschäftstauglich zu machen. Dabei sollen insbesondere Auslegungs- und Prozessfragen einheitlich geklärt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt die geplanten Maßnahmen zur Verbesserung der Direktvermarktung. Kritisch sieht der BSW-Solar nach einer ersten Einschätzung die Verpflichtung aus § 10b Abs. 6 EEG RefE, wonach der Direktvermarkter verpflichtet wird, innerhalb von vier Wochen Pflichtverstöße des

Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber zu melden. Zudem ist die Frist von vier Wochen zu kurz bemessen.

Dass Anlagenbetreiber nach § 10b Abs. 2 S 2 EEG RefE verpflichtet sind, andere technische Vorrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeiseleistung und der ferngesteuerten Regelung vorzuhalten und einzubauen, ist kritisch zu sehen. Zwar wird diese Pflicht unter den Vorbehalt der „wirtschaftlichen Vertretbarkeit“ gestellt, allerdings ist unklar, wann diese nicht mehr vorliegt.

1.1.6 Einheitlichen und verbindlichen Rahmen für Netzbetreiber etablieren

Damit die Direktvermarktung auch für kleine Anlagen wirtschaftlich darstellbar sein soll, müssen jegliche Prozesse entbürokratisiert, digitalisiert und massengeschäftstauglich sein. Allerdings ist es heute oftmals so, dass die VNB die Marktkommunikationsprozesse nicht beherrschen und gesetzliche Fristen des EEG nicht eingehalten werden. Zudem werden die MaKo-Prozesse von den knapp 900 VNB zum Teil unterschiedliche ausgelegt und angewandt. Um Anlagen in der Direktvermarktung zu betreiben, ist vielfach ein händisches, bilaterales Clearing mit dem jeweiligen VNB nötig. Dadurch entstehen ein enormer Aufwand und hohe Kosten. Ein wirtschaftlicher Betrieb von kleineren Anlagen mit geringeren Einspeisemengen in der Direktvermarktung wird somit verhindert.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Damit Verteilnetzbetreiber ihre Abläufe bei der An- und Ummeldung von Anlagen schnell vereinfachen und marktliche Kommunikationsprozesse massengeschäftstauglich digitalisieren, muss die Politik dazu klare Vorgaben machen, verbindliche Umsetzungstermine festlegen und Pönalen einführen, wenn diese nicht erfüllt oder verschleppt werden. Pönalen sind bei den Pflichten von Anlagenbetreibern längst Standard und würden den Netzbetreibern bei der Priorisierung und Beschleunigung dieser dringenden Maßnahmen helfen. Die geplanten Maßnahmen des RefE sind dabei ein Schritt in die richtige Richtung.

1.1.7 Änderung des Speicherbetriebsmodus entbürokratisieren

Speicher müssen beim Netzbetreiber zur Einspeisung angemeldet werden, sofern sie zwischengespeicherten Solarstrom in das Stromnetz einspeisen wollen. Ist ein Speicher bisher lediglich als Eigenverbrauchspeicher betrieben worden und soll nun nachträglich als Einspeiser angemeldet werden, stellen sich eine Reihe von unnötigen bürokratischen Hürden. Obwohl die Änderung des Betriebsmodus i.d.R. über ein Softwareupdate erfolgt und keine Änderungen an der Anlage erforderlich sind, fordern viele VNB das Ausfüllen eines Anmeldeformulars. Häufig muss dieses Formular händisch vom ursprünglichen Installateur der Anlage unterzeichnet werden. Um bestehende PV-Speicher-Systeme in die Direktvermarktung zu überführen, müssen diese unnötigen, aufwändigen Schritte gegangen werden, obwohl keine physischen Änderungen an der Anlage vorgenommen wurden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Es bedarf einer Klarstellung, dass die Änderung des Speicherbetriebsmodus auch vom Anlagenbetreiber oder vom Direktvermarkter unternommen werden kann und eine händische Unterschrift des ursprünglichen Installateurs nicht notwendig ist. Die Änderung des Speicherbetriebsmodus bei den VNB muss zudem digital möglich sein.

1.2 Entfall der Förderung in Zeiten negativer Preise angemessen kompensieren

Mit dem neuen Referentenentwurf soll die Förderung bei negativen Börsenstrompreisen für alle Neuanlagen grundsätzlich entfallen, sowohl für Anlagen in der Festvergütung als auch in der Direktvermarktung. Mit der Umstellung der Börse auf die Viertelstundenvermarktung gilt dies zukünftig bereits für Viertelstunden mit negativen Preisen. Solaranlagen ab 400 kWp, die heute schon unter den §51 EEG fallen, sollen demnach ab dem Tag des Inkrafttretens des Gesetzes keine Marktprämie in Zeiten mit negativen Strompreisen erhalten – die im EEG bereits im §51 EEG vorgesehene schrittweise Reduktion soll damit vorgezogen werden. Für Anlagen bis 400 kWp sind Übergangsregeln geplant. Demnach soll die Regelung für Anlagen unter 400 kWp ab dem 1.1.2026 sowie bei Anlagen mit weniger als 100 kWp ab dem Folgejahr nach dem Zeitpunkt des iMSys-Einbaus angewandt werden. Bei kleinen PV-Anlagen unter 2 kWp gilt die Regelung nicht, solange die Bundesnetzagentur nicht eine gesonderte Festlegung trifft. Die Übergangsregeln gelten dabei für die Anlagen temporär, d.h. nach Auslaufen der Übergangsregeln entfällt die Förderung zu Zeiten negativer Strompreise für alle Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes. Das Ziel der Regelung ist es die Anlagen stärker Preis- und Marktsignalen auszusetzen. Zur Ermittlung der Anlagengröße wird auf die Anlagenzusammenfassung in §24 EEG verwiesen. Eine zeitliche Nachholung der Stunden mit negativen Preisen ist geplant (vgl. Abschnitt I.2.1)

→ BSW-EMPFEHLUNG

Eine Ausweitung des Entfalls der Förderung bei negativen Strompreisen auf kleinere PV-Anlagen unter 400 kWp gefährdet die Wirtschaftlichkeit, Kalkulierbarkeit und somit die Investitionsbereitschaft für PV-Anlagen, insbesondere im Kleinanlagensegment.

Der PV-Markt von Eigenheimen und kleinen Gewerbedächern unterscheidet sich grundlegend von dem großer PV-Anlagen. In der Regel handelt es sich bei den Investoren im Eigenheim- und im Gewerbesektor um Einmalinvestoren, die keine energiewirtschaftliche Fachexpertise haben, weshalb jede Maßnahme so gestaltet werden muss, dass diese einfach und verständlich für den Endkunden ist. Der Grund für den Erfolg des Zubaus in diesem Marktsegment ist gerade die einfache Verständlichkeit der Vergütungsstruktur.

Gleichzeitig ist eine stärkere Weiterreichung von Marktsignalen durch den Entfall der Förderung in Zeiten mit negativen Strompreisen auch im Marktsegment der Kleinanlagen notwendig. Der BSW-Solar erkennt an, dass ein systemdienliches Verhalten dieser Anlagen die Voraussetzung dafür ist, die Systembilanz nicht zu gefährden und somit auch längerfristig den PV-Ausbau zu ermöglichen.

Der BSW-Solar sieht daher eine stärkere Weiterreichung von Marktsignalen, bspw. von negativen Strompreisen, an Anlagenbetreiber für eine bessere Marktintegration unter der Bedingung als sinnvoll an, dass parallel dazu ein adäquater Kompensationsmechanismus eingeführt wird, der die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auf verständliche Weise sicherstellt. Der vorgeschlagenen Kompensationsmechanismus in §51a bietet dafür eine Grundlage, der im Detail im folgenden Abschnitt näher bewertet wird.

1.2.1 Zeitliche Nachholung von Zeiten mit negativen Preisen durch Weiterentwicklung des §51a EEG für PV praxistauglich ausgestalten

Eine stärkere Weiterreichung von Marktsignalen ist nur unter der Bedingung zielführend, dass ein Kompensationsmechanismus eingeführt wird, der die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hinreichend und in verständlicher Form gewährleistet. Andernfalls wird diese Maßnahme die Rentabilität von PV-Neuinvestitionen massiv beschneiden und zu einem Marktrückgang in den betroffenen Marktsegmenten führen.

Der bestehende Kompensationsmechanismus in §51a EEG kommt dieser Bedingung bisher nicht ausreichend für PV-Anlagen nach. Denn negative Zeiträume in der Mittagsspitze können durch die reine ungewichtete „Nachholung“ der Stunden auch in einer Januarnacht „nachgeholt“ werden. Die bisherige Kompensationsregelung ist damit nicht sachgerecht.

Im Referentenentwurf wird deshalb ein neuer Kompensationsmechanismus für Solaranlagen eingeführt, der die einzelnen Monate nach der möglichen PV-Erzeugungsmenge gewichtet. Demnach sollen die Zeiträume mit negativen Viertelstunden summiert werden, durch ein Korrekturfaktor von 0,5 halbiert werden und dann gewichtet auf die Monate aufgeteilt werden. So soll der Januar mit 87 Viertelstunden gewichtet werden, während für Juni 508 Viertelstunden angesetzt werden sollen.

Veranschaulichung: Ein Jahr weist 1.600 Viertelstunden mit negativen Strompreisen auf (dies entspricht 400 volle Stunden mit negativen Preisen, die 2024 bereits überschritten wurden). Durch den Korrekturfaktor von 0,5 können 800 Viertelstunden nachgeholt werden. Nach dem Referentenentwurf könnten dann am Ende des regulären Vergütungszeitraums die Zeiten mit negativen Preisen z.B. im Zeitraum Januar bis April (vier Monate) oder Juli und August (zwei Monate) nachgeholt werden, je nachdem nach welchem Monat der Vergütungszeitraum endet.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Entfall von Förderungen in Zeiten negativer Preise muss sich daran messen lassen, die Komplexität der Maßnahmen auf ein Minimum zu reduzieren und angemessene Ausgleichsmaßnahmen vorzusehen.

Finanzielle Eingriffe jedweder Art sollten entsprechend durch verständliche und für Laien nachvollziehbare Kompensationsmechanismen ausgeglichen werden. Anderenfalls stellen sie Renditekiller dar, die zu einem Einbruch im Marktsegment führen würden.

Die vorgesehene Berechnungsformel scheint im Rahmen einer Erstbewertung nachvollziehbar zu sein. Zwar erschwert die Viertelstundenbetrachtung die Verständlichkeit, allerdings ist dies der notwendigen Umstellung auf die Viertelstundenvermarktung geschuldet. Eine detaillierte Betrachtung und Bewertung der Berechnungsformel konnte jedoch auf Grund der kurzen Frist zur Stellungnahme noch nicht erfolgen.

Die in §85 Abs. 2 Nr. 13 vorgesehene Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur zur Anpassung des Kompensationswerts ist jedoch unspezifisch und gefährdet damit die Planungssicherheit von neuen Projekten. Weder ist eindeutig geregelt, was mit „auf Basis aktuellerer Datengrundlagen“ gemeint ist, noch ob es eine Übergangsfrist zu Anwendung der Festlegung geben wird. Die Verordnungsermächtigung sollte entsprechend konkretisiert werden.

Als Übergangszeitraum wäre z.B. die vergleichbare Regelung zu §85c zu den Festlegungen für Besondere Solaranlagen denkbar, bei dem die BNetzA eine Festlegung bis zum 1. Oktober eines Jahres mit Wirkung zum Folgejahr treffen kann.

Das Ziel der Neureglung zu den negativen Preisen ist es, PV-Anlagen stärker den Preissignalen auszusetzen. Die in § 100 Abs. 49 EEG geplante optionale Nutzung der neuen §§ 51 und 51a für Bestandsanlagen, die diesen Paragraphen bisher nicht unterlagen, ist deshalb zu begrüßen.

Hingegen ist unverständlich, warum der vorgesehene gewichtete Zeitausgleich nicht von Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor Inkrafttreten des Gesetzes genutzt werden darf, sofern diese bereits den aktuellen §§51 und 51a EEG unterliegen. Dies gilt insbesondere, nachdem in der Gesetzesbegründung bereits anerkannt wurde, dass die bestehende Regelung in §51a für PV-Anlagen nicht sachdienlich ist und keine adäquate Kompensation für Zeiten mit negativen Börsenstrompreisen bietet. Zudem wäre dies auch ein Anreiz für Anlagen, die der 4- oder 6-Stundenregelung unterliegen, in die neue viertelstündige Regelung zu wechseln und sich damit auch stärker den Preissignalen auszusetzen. Der neue §51a EEG sollte optional auch für Bestandsanlagen genutzt werden können.

Die vorgesehene Transparenz der ÜNB durch die verpflichtende Darstellung der Zeiten mit negativen Strompreisen des Vorjahrs auf einer gemeinsamen Internetplattform ist begrüßenswert. Allerdings könnte die Darstellung auch laufend unterjährig erfolgen, um eine noch höhere Transparenz zu erreichen und z.B. Anreize für die Nutzung des Stroms hinterm Netzanschlusspunkt zu setzen.

In §100 Abs. 48 EEG scheint eine Jahreszahl nach „31. Dezember“ zu fehlen. Vermutlich soll sich die Regelung auf den Zeitpunkt 31. Dezember 2022 beziehen.

1.3 Absenkung der Grenze zur Steuerbarkeit und Einspeisereduktion

1.3.1 Absenkung der Grenze zur Steuerbarkeit von 25 auf 2 kWp

Mit der Gesetzesnovelle sollen grundlegende Änderungen rund um die Steuerbarkeitsanforderungen von EE-Anlagen eingeführt werden. Zwei Aspekte sind dabei zentral:

1. Die bisherigen Verpflichtungen für Anlagenbetreiber zur Sicherstellung von Sicht- und Steuerbarkeit sollen grundsätzlich auf die Messstellenbetreiber übergehen. Anlagenbetreiber müssen dabei sicherstellen, dass die Anlagen in einem technischen Zustand betrieben und erhalten werden, bei dem die Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen sowie die Anlage steuern können.
2. Die Grenze zur Steuerbarkeitspflicht soll von 25 auf 2 kWp abgesenkt werden. (vgl. §9 EEG und §29 MsbG RefE).

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Absenkung der Steuerbarkeit von PV-Anlagen auf 2 kW führt zu einem gigantischen, kleinteiligen Rollout der begrenzt verfügbaren SMGW auf der untersten Ebene mit der höchsten Komplexität und dem geringsten Effekt. Durch die einseitig auf der Kundenseite für dieses Anlagensegment angehobenen Betriebskosten (POG) werden diese kleinen Anlagen übermäßig belastet und ihre Wirtschaftlichkeit gefährdet. Viele Verteilnetzbetreiber sehen den Bedarf einer Steuerung von Kleinstanlagen nicht vor 2030. Hinzu kommt, dass die Steuerungseinrichtungen noch nicht marktverfügbar und auch nicht erprobt sind. Die Branche erwartet einen massenhaften Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) mit Steuerungsfunktion nicht vor 2027, sofern die Erprobung erfolgreich sein sollte.

Eine Absenkung der Steuerbarkeitspflicht sollte daher erst Anwendung finden, sobald die dazu notwendige Technik vorhanden und in der Praxis erprobt ist. Die anhaltenden Verzögerungen beim Rollout der Steuerungstechnik über das SMGW zeigen, dass eine funktionierende, kostengünstige Steuerungsalternative nötig wird. Es wäre zudem zielführender, den Aufbau von Großspeichern zu entfesseln und den erzeugten Solarstrom zu nutzen, anstatt sich auf eine großflächige Abregelung von Kleinstanlagen zu fokussieren.

Der BSW-Solar geht in den nächsten Jahren bereits von einem Zubau von Großspeichern im Multi-Gigawattbereich aus. Diese Speicher können bspw. gezielt in Regionen mit häufigen Netzeingpässen errichtet werden und somit sowohl Netz- als auch Marktprobleme lösen. Die wertvolle Solarenergie würde dadurch nicht abgeregelt, sondern zur Nutzung zu späteren Zeitpunkten zwischengespeichert werden.

1.3.2 Zu starke Einspeisereduktion als Übergangslösung zur Steuerung

In §9 Abs. 2 Nr. 3 EEG RefE wird eine Übergangslösung zur Steuerung für Anlagen zwischen 2-25 kWp eingeführt. Bis eine Anlage über das iMSys steuerbar ist, soll die Einspeiseleistung auf 50 % begrenzt werden. Die Regelung gilt für Anlagen, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag zugeordnet sind. Bei einem Wechsel in die Direktvermarktung wird die Einspeiseleistungsbegrenzung aufgehoben.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar kritisiert, dass sich hier die Verzögerungen und Versäumnisse des Smart Meter Rollouts negativ auf die Anlagenbetreiber auswirken. Wäre der Rollout wie in anderen Ländern bereits weiter oder bereits eine flächendeckende, günstige Steuerungsalternative eingeführt worden, bspw. über die Backends der Wechselrichterhersteller, dann müsste eine derart pauschale und unpräzise Einspeisereduktion erst gar nicht in Betracht gezogen werden.

Die vom BMWK nun vorgeschlagene Reduktion der Einspeiseleistung neuer PV-Anlagen um 50 Prozent oder gar 70 Prozent führt insbesondere bei Solarstromanlagen mit geringen Möglichkeiten zum Eigenverbrauch zu relevanten Rentabilitätseinbußen. Die Reduktion der Einspeiseleistung sollte aus Sicht des BSW-Solar 30 Prozent nicht überschreiten, um die Rentabilitätsverluste in Grenzen zu halten.

Die Solarbranche ist darüber hinaus besorgt, dass eine Einspeiseleistungsbegrenzung durch ungenaue mediale Kommunikation zu dem missverständlichen Eindruck führen kann, dass künftig auch rund die Hälfte der Energiemenge nicht erzeugt werden darf. Insbesondere im Kleinanlagensegment, in dem sich Eigenheimbesitzer:innen ohne energietechnische Expertise millionenfach zum Kauf einer PV-Anlage entscheiden, könnte diese Nachricht für große Verunsicherung im Markt sorgen und somit den PV-Ausbau deutlich ausbremsen. Da das Eigenheimsegment im Jahr 2024 nach der Sonderkonjunktur der letzten Jahre bereits stark rückläufig ist, kommt diese Regelung zur Unzeit.

Es sollten daher schnellstmöglich intelligente Steuerungsalternativen zum iMSys implementiert werden, die sowohl eine pauschale Einspeiseleistungsbegrenzung, als auch eine aufwändige Ausstattung von Kleinstanlagen mit teurer Steuerungstechnik obsolet machen.

1.4 Negative Preise durch Änderungen bei der ÜNB-Vermarktung vermeiden und Wirtschaftlichkeit der abgeregelten Anlagen sicherstellen

Strommengen in der Festvergütung, die von den ÜNB kaufmännisch abgenommen und vermarktet werden, können aktuell von den ÜNB auch zu negativen Preisen vermarktet werden. Der Referentenentwurf

sieht vor, die ÜNB zukünftig zu verpflichten, Gebote an der Strombörse prelimitiert, also nur bis zu einer festzulegenden Preisuntergrenze zu vermarkten.

Dafür sollen ÜNB nach §5 Abs. 1 EE-Verordnung verpflichtet werden, die von ihm vermarktete Strommenge aus fernsteuerbaren Anlagen nur noch prelimitierend zu vermarkten. Dabei bleibt jedoch die bestehende Regelung in §5 Abs. 2 EE-Verordnung zur Höhe der Preislimits von mindestens -350 Euro pro Megawattstunde und höchstens -150 Euro pro Megawattstunde bestehen. Die Strommenge dieser Anlagen soll nach dem neuen §4a EE-Verordnung ermittelt werden.

Parallel dazu sollen Änderungen bei der Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus in §91 EEG erfolgen, nach dem die ÜNB verpflichtet werden können, prelimitierend zu vermarkten sowie Anlagen bei negativen Preisen abzuregeln.

Mit einem Verweis auf die Regelung in §13a EnWG soll der finanzielle Ausgleich zu Zeiten von Abregelungen erfolgen. Durch Verweis auf §14 Abs.1c EnWG soll die Weitergabe der Abregelung von ÜNB auf VNB-Ebene erfolgen. Laut Begründung soll dabei der Eigenverbrauch geschützt werden, in dem die ÜNB-Abregelung nur für die am Folgetag vorgesehene Einspeisung erfolgt. Falls eine Abregelung von Eigenverbrauch technisch nicht vermieden werden kann, soll auch dieser entschädigt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Verpflichtung der ÜNB, den geförderten EE-Strom auch zu negativen Preisen verkaufen zu müssen, führt zunehmend zu Herausforderungen für den Strommarkt und Bedarf daher einer Änderung. Der Referentenentwurf greift dieses Thema richtigerweise auf und verpflichtet die ÜNB zu einer prelimitierenden Vermarktung der steuerbaren Anlagen in der Festvergütung. Die Beibehaltung eines maximalen Preislimits von -150 Euro pro Megawattstunde wirft jedoch Fragen nach der Effektivität der vorgeschlagenen Regelung zur Vermeidung von negativen Preisen auf. Zwar wird in §85 Abs. 2 Nr. 15 und 16 EEG eine BNetzA-Festlegungskompetenz eingeführt, mit der die in §5 Abs.2 EEG festgelegten Bedingungen zur prelimitierenden Vermarktung, wie die Anzahl und Aufteilung der Vermarktungstranchen sowie die Preislimits, geändert werden können. Es ist aber nicht ersichtlich, warum die Preislimits nicht gleich geändert werden.

Es ist richtig, dass Eigenverbrauchsmengen nicht abgeregelt und abgeregelte Strommengen finanziell entschädigt werden sollen. Falls dies jedoch technisch nicht vermeidbar ist, ist eine Entschädigung richtig. Diese sollte sich am tatsächlichen Schaden der Abrechnung, also den Kosten des zusätzlichen Strombezugs, ausrichten und nicht am Börsenstrompreis. Zudem ist bisher zu unbestimmt, welche Fälle als technisch nicht vermeidbar gelten.

So funktioniert bereits bisher die Umsetzung von Entschädigungen sowie Schutz von Eigenverbrauchsmengen im Redispatch 2.0 selbst für größere Anlagen nicht. Es ist nicht ersichtlich wie die nun vorgesehene Regelung zur Entschädigung und des Schutzes des Eigenverbrauchs für kleine PV-Anlagen ab 2 kWp in der Praxis funktionieren soll.

Es muss deshalb zwingend sichergestellt werden, dass eine praktikable Lösung zum Schutz des Eigenverbrauchs und Entschädigung der abgeregelten Strommengen gefunden wird, die für alle betroffenen Anlagentypen funktioniert, inklusive Eigenverbrauchs- und Kleinanlagen. Eine pauschale Festlegung einzelner Anlagengrößen oder Eigenverbrauchsmodelle als „technisch nicht vermeidbar“ darf nicht erfolgen.

1.5 Schnellen Speicherzubau anreizen und flexiblen Betrieb voranbringen

Der schnelle Zubau systemdienlicher Stromspeicherkapazitäten, vor allem Batteriespeicher, ist die kurzfristig wirkungsvollste und langfristig die zielführendste Maßnahme zur Integration wachsender Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien und sollte deshalb vorrangig vereinfacht und vorangetrieben werden. Batteriespeicher können ohne zusätzliche Förderung sehr schnell zugebaut werden, wenn rechtliche und regulatorische Hürden beseitigt werden. Sie speichern Strom besonders effizient und unterstützen das Stromsystem mit reaktionsschnellen Systemdienstleistungen. Vor allem können sie im schnellen Wechsel Erzeugungsgipfel reduzieren und darauf folgende Erzeugungstäler füllen. Dem flexiblen Einsatz von Batteriespeichern wurde in der energiewirtschaftlichen Regulatorik bisher bei weitem nicht ausreichend Rechnung getragen. Deshalb begrüßen wir wichtige Impulse für Verbesserungen im vorliegenden Gesetzentwurf und schlagen vor, auch darüber hinausgehende Maßnahmen konsequent und kurzfristig umzusetzen.

Dem vorhandenen großen und weiter stark wachsenden Potenzial der Heimspeicherflotte mit mehr als 12 Gigawattstunden Kapazität fehlen bisher Anreize zum systemdienlichen Betrieb. Insbesondere muss dringend das Ausschließlichkeitsprinzip im EEG drastisch vereinfacht und entbürokratisiert werden. Derzeit kann ein Speicher im selben Kalenderjahr nur entweder für geförderten Solarstrom oder für Netzstrom (Graustrom) genutzt werden. Eine gleichzeitige oder zeitlich aufeinanderfolgende Nutzung für geförderten und Netzstrom ist aufgrund des bisherigen Rechtsrahmens nicht praktikabel. Die im Solarpaket beschlossenen Änderungen im § 19 EEG müssen praxistauglich gemacht werden, damit Strommengen aus Photovoltaikanlagen, aber auch aus dem Netz, flexibel genutzt und eingespeist werden können („Multi-Use“). Speicher lassen sich so auch ohne Förderung wirtschaftlich betreiben und können dabei ihre systemdienliche Wirkung entfalten.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Gesetzentwurf beauftragt die Bundesnetzagentur mit konkreten Festlegungen für die praktische Umsetzung. Die in § 85d EEG genannte Frist bis Juni 2026 verzögert die Anwendung weiter. Deshalb sollte der notwendige Umfang dieser Festlegungen noch einmal überprüft werden und die Frist deutlich verkürzt werden, auch da der gesetzliche Auftrag zu Festlegungen hierzu seit dem Inkrafttreten des Solarpakets bereits besteht.

1.5.1 Heimspeicher flexibilisieren (Pauschaloption in §19 Abs. 3c EEG)

Betreiber von Photovoltaikanlagen bis 30 kWp erhalten die Möglichkeit, eine Pauschaloption zu wählen. Der Förderanspruch des in der Anlage erzeugten und ins Netz eingespeisten Solarstroms wird dabei laut Gesetzentwurf auf 300 Kilowattstunden je Kilowatt Photovoltaikleistung pro Kalenderjahr begrenzt. Eine messtechnische Erfassung und Zuordnung spezifischer Kilowattstunden als EEG-Strom in Abgrenzung zu aus dem Netz in den Speicher geladenen Graustrom wird dadurch entbehrlich. Stattdessen wird die eingespeiste Strommenge bis zur maximal jährlich förderfähigen Strommenge aus der Anlage gefördert. Wir begrüßen, dass die Regelung auch für Bestandsanlagen geöffnet und damit das große Potenzial der vorhandenen Heimspeicher angesprochen wird.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Ansatz zur Pauschalisierung ist grundsätzlich zu begrüßen. Die förderfähige Strommenge ist mit 300 Kilowattstunden pro Kilowatt installierter Photovoltaikleistung jedoch noch deutlich zu gering und setzt den Fehlanreiz, die installierte Leistung zu klein zu dimensionieren. Die Menge ist so festzulegen, dass eine deutliche höhere, realistische Einspeisequote der Anlagen in dem Segment bis 30 Kilowatt abgebildet wird, damit insbesondere auch der tatsächliche Anreiz für Bestandsanlagen besteht in diese Option zu wechseln.

1.5.2 Gewerbe- und Großspeicher flexibilisieren (Abgrenzungsoption in § 19 Abs. 3b EEG)

Bei der Abgrenzungsoption werden die in den und aus den Speicher fließenden Strommengen messtechnisch erfasst und durch Viertelstundenmessung abgegrenzt, sodass bestimmt werden kann, welche förderfähige Strommenge wann ins Netz eingespeist wird. Dadurch kann bei der Einspeisung der förderfähige Stromanteil ermittelt werden, auch wenn im Speicher sowohl Strom aus der Solaranlage wie auch aus dem Netz gemischt ein- und ausgespeichert wird.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die zugehörige Verordnungsermächtigung (in § 85d Nr. 1 EEG) an die BNetzA legt fest, dass unter anderem zur Erhebung und Abgrenzung der Messwerte mess- und eichrechtliche Anforderungen durch die Messgeräte eingehalten werden müssen. Dieser Satz sollte gestrichen werden, da die Möglichkeit der Nutzung typischerweise nicht geeichter spezieller Messgeräte (sog. Dedicated Measurement Devices, DMDs) durch diese Vorgabe unnötig eingeschränkt wird. Europarechtlich ist die Nutzung dieser Messgeräte jedoch vorgeschrieben, jedenfalls solange der Kunde über keinen intelligenten Zähler verfügt (Art. 7b Abs. 2 der Strommarktverordnung, Verordnung (EU) 2019/943). Die Mitgliedsstaaten sollen hierzu zwar

eigene Regeln erlassen, Art. 7b Abs. 3, allerdings ist die Vorschrift als Verordnung unmittelbar anwendbar. Vor dem Hintergrund der sich anbahnenden Schwierigkeiten beim iMSys-Rollout kann nicht auf DMDs verzichtet werden. Daher sollte die BNetzA deren Einsatz bei der Abgrenzung von Grün- und Graustrommengen erlauben dürfen.

1.5.3 Weitere Hemmnisse für Großspeicher abbauen

→ BSW-EMPFEHLUNG

Damit der Ausbau großer Batteriespeicher und gewerblicher Prosumer-Batterien entfesselt wird, müssen die Netzentgeltbefreiung rechtlich abgesichert und die Baukostenzuschüsse rechtlich eindeutig geregelt, vereinheitlicht und gesenkt werden. Zudem sollte der Bau von Batteriespeicheranlagen im Baurecht grundsätzlich privilegiert werden, um einen schnellen Zubau von Speichern zu vorhandenen Erzeugungsanlagen (Co-located) wie auch an geeigneten Netzverknüpfungspunkten (Stand-alone) zu gewährleisten.

1.6 Geplante Umstellung der Vermarktung auf ¼-Werte am Strommarkt folgerichtig

Im März 2025 stellt die Strombörse die day-ahead-Auktion auf eine Viertelstundenvermarktung um und setzt damit EU-Vorgaben um. Bisher erfolgte die Vermarktung auf stündlicher Basis. Mit dem Referentenentwurf sollen die Änderungen u.a. in §§ 3 und 100 sowie in der Anlage 1 des EEG bezüglich der Marktpremie sowie in den §§ 2 und 3 der EE-Verordnung bezüglich der ÜNB-Vermarktung umgesetzt und auf Viertelstundenwerten umgestellt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Umstellung der day-ahead-Auktion durch die Strombörse auf die Viertelstundenvermarktung ist auf Mitte März fest terminiert. Als Folge müssen auch die gesetzlichen Grundlagen im EEG sowie in der EE-Verordnung an die neue Vermarktungsform angepasst werden. Die im Referentenentwurf aufgenommenen Anpassungen sind deshalb im Grundsatz notwendig. Eine Detailbewertung bezüglich der konkreten Umsetzung der Maßnahme sowie möglicher Nachbesserungsbedarf im Detail konnte jedoch in der Kürze der Stellungnahmefrist noch nicht vollständig erfolgen.

1.7 Änderungen des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)

1.7.1 Grundsätzliche Anmerkungen zu den Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

Die Änderungen des MsbG beinhalten leider keine Vereinfachungen. Der Weg, ein hochkomplexes System auszurollen, das Messen und Anlagensteuerung auf eine unglückliche Weise koppelt, wird weiterverfolgt und verschärft. Dies wird einerseits für international agierende Komponentenhersteller zum Problem – das betrifft insbesondere die Anbindung der Anlagen über das Internet (2. WAN) – und andererseits für Anlagenbetreiber zu teuer. Die Wirtschaftlichkeit wird nur noch aus Sicht der Messstellenbetreibers (MSB) betrachtet. Der Pflichtrollout für Smart-Grid-Anwendungen zu einer Zeit, in der die Steuerungstechnik noch nicht marktfähig und erst recht nicht erprobt ist, führt wie schon bei der Einführung des § 14a EnWG zu einer erheblichen Marktverunsicherung.

Die Anhebung der Preisobergrenzen betrifft einseitig nur die Kundenanlagen. Die Absenkung der Steuerbarkeit von PV-Anlagen auf 2 kW führt zu einem gigantischen, kleinteiligen Rollout der begrenzt verfügbaren SMGW auf der untersten Ebene mit der höchsten Komplexität und dem geringsten Effekt. Hingegen werden die ausgebremst, die aktiv am Strommarkt teilnehmen wollen, indem der Anspruch auf den Einbau eines iMSys auf Wunsch des Kunden deutlich erschwert wird.

Im Folgenden geht der BSW-Solar auf die Kritikpunkte im Einzelnen ein:

1.7.2 Zweijähriger Bestandschutz behindert Wettbewerb und ist nicht zielführend

Das Recht des Anschlussnutzers einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB) auszuwählen, soll beim Messstellenbetrieb mit iMSys frühestens nach Ablauf von zwei Jahren ab Einbau eines iMSys ausgeübt werden dürfen (vgl. § 5 MsbG RefE). Einen 2-jährigen Bestandschutz halten wir sowohl für wettbewerbsbehindernd als auch für unnötig: der vom grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) gewünschte Investitionsschutz für iMSys ließe sich effizienter realisieren über eine Wiederaufbereitung von SMGW, was bereits beim BSI in der TR-01309-1 v2 bearbeitet wird. Ziel muss es sein, dass einmal installierte Messtechnik in standardisierten und weitestgehend automatisierten Prozessen von alternativen Messstellenbetreibern (MSB) übernommen werden kann (z.B. wMSB von gMSG; gMSB von wMSB; Auf-fang-MSB von gMSB), sofern von den Anschlussnutzern gewünscht, oder rechtlich erforderlich, sowie technisch sinnvoll.

Eine 2-jährige Einschränkung des Wettbewerbs würde Innovationen und die Energiewende ausbremsen: so wird die Integration von Mess- und Steuertechnik und den dazugehörigen, komplexen Prozessketten mit dem VPP (Virtual Power Plant) eines Aggregators deutlich erleichtert, wenn die erforderlichen

Dienstleistungen aus einer Hand erbracht werden und hierfür ein bundesweit agierender Aggregator auf die Dienstleistung eines einzelnen wMSB zurückgreifen kann. Dies gilt ebenso für überregionale Anbieter innovativer, dynamischer Tarife. Der aktuelle Entwurf birgt hingegen das Risiko, dass die Innovatoren gezwungen wären, auf Technik und Prozessen der >800 gMSB aufzusetzen, was auf absehbare Zeit nicht funktionieren wird. Ein solcher „Flickenteppich“ würde somit zu einer Bremse für überregionale Innovatoren, und damit für die Energiewende selbst.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Statt Bestandschutz, sollte Wettbewerb ermöglicht werden.

1.7.3 Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen - Klärungsbedarf bei „Nulleinspeiseanlagen“

Nach § 29 Abs. 5 MsbG RefE soll die Ausstattungspflicht mit einer Steuerungseinrichtung nicht für sogenannte „Nulleinspeise-Anlagen“ gelten. Nach Aussagen von Vertretern des BMWK bedeutet das, dass ein iMSys eingebaut werden soll wegen der Sichtbarkeit, aber keine Steuerungseinrichtung. Der Gesetzestext sagt dies aus BSW-Sicht nicht eindeutig aus und sollte klarer formuliert werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Es bedarf einer Klarstellung, welche technische Ausstattung für „Nulleinspeise-Anlagen“ bereitgestellt werden muss.

1.7.4 Preisobergrenzen – Anhebung einseitig auf Kundenseite im kleinen Anlagensegment gefährdet die Wirtschaftlichkeit der Anlagen

Die Preisobergrenzen (POG) wurden nach § 30 (1) einseitig auf der Kundenseite angehoben, obwohl die Fernsteuerung von PV-Anlagen an erster Stelle Probleme im Netz adressiert. Die POG steigt für Anlagen von 15 kW bis 25 kW von 50 Euro auf 90 Euro, für Kleinstanlagen von 2 kW bis 15 kW von 20 auf 50 Euro. Hinzu kommen Kosten nach § 30 (2) für den Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzananschlusspunkt i. H. von jährlich 100 Euro. Diese Kosten machen kleine Anlagen unwirtschaftlich, wurden bisher nicht glaubhaft begründet und lassen sich im internationalen Vergleich nicht rechtfertigen.

Wenn die bisherige POG nicht ausreicht, weil keine Vereinfachungen in diesem komplexen System erreicht werden, sollten diese Kosten vom Anschlussnetzbetreiber getragen werden. Denn der Netzbetreiber verfügt über die notwendigen Informationen darüber, wann es dem gMSB möglich sein sollte, auch

unter dieser POG zu bleiben. Die hohen Kosten gefährden den weiteren Ausbau in diesem Anlagensegment.

1.7.5 Steuerung wird Standardleistung - Klarer Verantwortungsübergang zwischen Messstellenbetreiber und Anlagenbetreiber erforderlich

Nach § 34 Abs. 1 4a. gehört jetzt zur Standardleistung: *der Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einschließlich ihrer informationstechnischen Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an zum Ausstattungszeitpunkt vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, Anlagen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen, sowie der Konfiguration und Parametrierung,*

Energiemanagementsysteme und deren Konfiguration und Parametrierung gehören zum Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers! Hier muss ein klarer Verantwortungsübergang beschrieben werden, so wie es vom FNN beschrieben wurde. Der MSB ist nur für die Konfiguration und Parametrierung der Steuereinrichtung zuständig.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Es bedarf einer klaren und eindeutigen Formulierung des Verantwortungsübergangs vom MSB zum Anlagenbetreiber.

1.7.6 Anpassung der Wirkleistungsbegrenzung auch für Notfallmaßnahmen

→ BSW-EMPFEHLUNG

In § 34 Abs. 1 Nr. 6 sollte neben der Anpassung der Wirkleistungsbegrenzung gemäß § 13a (=Redispatch 2.0) auch die Anpassung der Wirkleistungsbegrenzung gemäß § 13 Abs. 1 und 2 EnWG (=Notfallmaßnahmen) ergänzt werden. Hier droht andernfalls eine Regelungslücke. Für Anlagen, die am Redispatch teilnehmen, ist die Wirkleistungsreduzierung eine Standardleistung, während für Anlagen, die bloß im Notfall abgeschaltet werden müssen, dies keine Standardleistung ist. Dies kann vor allem kleine Einspeiser betreffen, die keine EEG-Anlagen sind, die der Netzbetreiber aber im Notfall abschalten können will – beispielsweise bidirektional ladende Fahrzeuge. Durch die Regelungslücke könnte er diesen immer noch Tonrundsteuerempfänger zur Umsetzung von Eingriffen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorschreiben.

1.7.7 Vorzeitige iMSys-Ausstattung auf Kundenwunsch nicht einschränken

Der Referentenentwurf sieht vor, den Einbau von Smart Metern auf Wunsch drastisch einzuschränken (§34 Abs. 1 Nr. 1 MsbG RefE). Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann dauerhaft und unbegrenzt

Einbauwünsche von Kunden ablehnen, wenn er dadurch seine eigenen Rollout-Pläne gefährdet sieht. Es genügt, dass der MSB lediglich eine „Gefährdung seines Pflichtrollouts“ anführt, ohne dass hierzu ein Nachweis erforderlich ist. Die Möglichkeit des gMSB diesen Wunsch zurückzuweisen ist in dieser Form inakzeptabel.

Diese Neuregelung hat das Potential, Innovationen enorm auszubremsen. Die Ausstattung von Kunden, die aktiv am Strommarkt teilnehmen möchten, mit einem iMSys ist ein zentrales Instrument der Markintegration und darf keinesfalls eingeschränkt werden. Sämtliche innovativen Geschäftsmodelle der letzten Jahre benötigen ein Intelligentes Messsystem: Mieterstrom, Energy Sharing, Gemeinsame Gebäudeversorgung oder virtuelle Kraftwerke. Sie können kaum noch angeboten werden, wenn dem Kunden nicht zugesichert werden kann, wann die Belieferung beginnen wird. Der Anspruch auf vorzeitige Ausstattung auf Kundenwunsch wird durch die aktuelle Regelung vollständig ausgehebelt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Es benötigt transparente und konkrete Kriterien, wann ein gMSB Einbauwünsche ablehnen darf und wie er dann seine Montagekapazitäten erhöht.

1.7.8 Klarstellung zum agilen Rollout wird begrüßt

Der BSW-Solar begrüßt die Klarstellung, dass der agile Rollout bis 31.12.2025 möglich ist. Es gibt allerdings Verunsicherungen, ob dieser auch für Erzeugungsanlagen gilt. Es muss sichergestellt sein, dass dies sich nicht nur auf steuerbare Verbraucher nach § 14a EnWG bezieht, sondern auch auf PV-Anlagen nach § 9 EEG.

1.7.9 Festlegungen für BNetzA - Vorschriften zu Weitverkehrsverbindungen nicht in TAR/TAB

Nach § 47 (3) 3. kann die BNetzA im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Regelungen zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen treffen, einschließlich zur Erweiterung, näheren Bestimmung oder Beschränkung des Kataloges nach § 19 Absatz 2 Satz 2.

Der BSW-Solar sieht es als sehr kritisch an, dass § 47 Abs. 3 Nr. 3 nahelegt, dass Technische Anschlussbedingungen gemäß § 19 Abs. 1 EnWG auch Vorschriften zu Weitverkehrsverbindungen enthalten dürfen. Hier kann es nur bundesweit einheitliche oder besser noch europäische Standards geben. Bundesweit einheitliche Technische Regeln gemäß § 19 Abs. 1 können jedoch grundsätzlich von jedem der 900 Netzbetreiber gemäß § 19 Abs. 1a EnWG ergänzt werden. Solche Ergänzungen sind für IT-Sicherheitsparameter, die einen enormen Entwicklungsaufwand bedeuten, absolut inakzeptabel. Hier darf es nur bundesweite Standards geben, die auch nicht einseitig von Netzbetreibern festgelegt werden dürfen.

1.8 Verordnungsermächtigung für das Wirtschaftsministerium an konkrete Voraussetzungen koppeln

Der RefE führt mit dem neuen § 94 EEG eine umfassende Verordnungsermächtigung für das Bundeswirtschaftsministerium ein. Künftig soll das BMWK ohne Zustimmung des Bundestages und Bundesrates grundlegende Änderungen am EEG mittels Rechtsverordnung durchführen dürfen. Ziel sei dabei die „Sicherstellung eines netz- und sytemdienlichen Betriebs“ von Anlagen in der Einspeisevergütung. Das Ministerium soll damit u.a. zu folgenden Maßnahmen ermächtigt werden:

- Einspeiseverbote zu gewissen Zeitfenstern sowie Einspeiseleistungsbegrenzungen auf 0 %,
- Festlegung von Pönalen für Anlagenbetreiber,
- Festlegung des anzulegenden Wertes auf unter Null, in Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist,
- Änderungen am Kompensationsmechanismus des § 51a EEG.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Laut Gesetzesbegründung soll die Verordnungsermächtigung Möglichkeiten für Übergangslösungen schaffen, bis eine umfassende Teilnahme von Anlagen an der Direktvermarktung sowie die reformierte ÜNB-Vermarktung greifen. Dabei räumt die Verordnungsermächtigung dem Ministerium allerdings tiefgehende Befugnisse ein, die die Grundsätze des EEG aushöhlen könnten. Es ist daher dringend notwendig, dass die Maßnahmen der Verordnungsermächtigung an konkrete Voraussetzungen gekoppelt werden, wie bspw. in § 94 Nr. 2 EEG RefE geschehen, wo die Voraussetzung für die Maßnahme eine „Gefahr für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ ist. Die große Machtfülle, die das Parlament hier der Regierung übertragen könnte, muss somit zwingend an ausreichende Bedingungen geknüpft werden.

Zudem weisen wir darauf hin, dass die Details der Rechtsverordnung mit den Akteuren der Solar- und Speicherbranche abgestimmt werden sollten, um zielführende Regelungen und Normen zu gewährleisten.

2 Netzanschlüsse beschleunigen

Der BSW begrüßt, dass der vorliegende Referentenentwurf beschleunigende Maßnahmen beim Netzanschlussprozess vorsieht und im Großen und Ganzen die Arbeitsergebnisse aus dem Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen berücksichtigt.

2.1 Netztransparenz durch unverbindliche Netzanschlussauskunft erhöhen (§ 17b EnWG-E)

In der Vergangenheit hatten Projektentwickler Schwierigkeiten, klare Informationen über die Kapazitäten im Stromnetz zu bekommen. Wenn sie einen Netzanschluss für ein PV-Projekt beantragen, fragen sie eine bestimmte Menge an Netzanschlusskapazität an, da diese Informationen nicht frei verfügbar sind und umständlich, sowie mit langen Wartezeiten auf die Antwort einzeln abgefragt werden müssen. Häufig müssen auch mehrere Anfragen gestellt werden, um verschiedene Optionen zu prüfen und die Netzanschlusskosten richtig einzuschätzen, denn die wirtschaftliche Rentabilität solcher PV-Projekte hängt stark von den Netzanschlusskosten ab.

§ 17b EnWG-E stellt ein wichtiges und notwendiges Mittel zur Verfügung, sich vor dem Stellen eines Netzanschlussbegehrens zu informieren und im Nachgang gezielte Anschlussbegehren auszulösen. Dafür sieht der Entwurf zunächst vor, dass Netzbetreiber verfügbare und reservierte Anschlusskapazitäten in den Umspannebenen Höchstspannung (HöS) zu Hochspannung (HS) sowie HS zu Mittelspannung (MS) auf ihren Internetseiten veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren haben. Mit der Bereitstellung eines elektronischen Verfahrens bis spätestens 31.12.2027 müssen Netzbetreiber die unverbindliche Voranfrage für Erzeugungsanlagen, Energiespeicher und Verbrauchseinrichtungen mit einer Leistung ab 135 kW sowie Auskünfte über Kapazitäten in der Mittelspannung und den Umspannebenen MS zu Niederspannung und HS zu MS anbieten. Das Tool soll nach Eingabe von Vorhabenart, Leistung und Standort Angaben zum am nächsten liegenden Netzanschlusspunkt (NAP) bezogen auf die Spannungsebene und mindestens einen weiteren entfernt liegenden NAP in Bezug auf die Spannungsebene aber mit ausreichender Anschlusskapazität geben. Für Ausgabe des nächstgelegenen Netzverknüpfungspunktes soll bei nicht ausreichender Netzkapazität zudem der Hinweis eines Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung erfolgen. Die Angaben werden über geografische Karten und eine offene Programmierschnittstelle erfolgen. Leider wurde die Kostenschätzung zur Netzanbindung der ermittelten NAPs aus der verpflichtenden Umsetzung gestrichen.

Der BSW begrüßt die Berücksichtigung der flexiblen Anschlussvereinbarungen. Jedoch stellt sich beim aktuellen Textentwurf die Frage, wann Netzbetreiber die Möglichkeit haben, eine flexible Netzanschlussvereinbarung nicht anzuzeigen.

Der BSW bemängelt, dass Kostenschätzung zur Netzanbindung der ermittelten NAPs aus der verpflichtenden Umsetzung gestrichen bzw. nicht berücksichtigt wird. Zusätzlich ist der verschobene Zeitpunkt der verpflichtenden Einführung des Tools um ein weiteres, auf nun 3 Jahre zu verlängern, zu kritisieren.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt die Übernahme der im Branchendialog Beschleunigung von Netzanschlüssen diskutierten Vorschläge zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft in § 17b EnWG-E. Dieser Entwurf wird langfristig Anfragen bei Netzbetreibern reduzieren. Der Entwurf ist aber in manchen Passagen nicht präzise genug bzw. lässt Fragen offen.

Der BSW-Solar erkennt die übergangsweise veröffentlichten freien sowie reservierten Netzkapazität aus § 17b Abs. 1 EnWG-E als Umsetzung einer EU-Richtlinie an. Jedoch ist nicht verständlich, warum diese Informationen im weiterführenden Online-Tool keine Rolle mehr spielen soll. Da immer häufiger Anschlussbegehren in der Hochspannung enden, **empfiehlt der BSW-Solar, sowohl die Hochspannung als auch die Umspannebene HÖS zu HS in § 17b Abs. 2 EnWG-E aufzunehmen.**

Der BSW-Solar bewertet den Umstand kritisch, dass das Voranfrage-Tool keine Kostenschätzung für die Netzanbindung enthält. Das war einer von zwei großen Mehrwerten der unverbindlichen Netzvoranfrage zur Einschätzung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Projektvarianten. Daher empfiehlt der BSW in § 17b Abs. 2 nach Satz 4 folgenden Satz einzuführen:

*„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben für die nach Satz 4 ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte **eine Schätzung der Anbindungskosten zu übermitteln.**“*

Der BSW bittet zusätzlich um Klarstellung, **dass die Möglichkeit für eine flexible Netzanschlussvereinbarung immer gegeben bzw. von Netzbetreibern anzubieten ist.**

„Verfügt der nach Satz 4 Nummer 1 anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf hinzuweisen und anzuzeigen, ~~ob~~ dass die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2 dieses Gesetzes oder § 8f des EEG besteht.“

Andernfalls bittet der BSW um die transparente Benennung von Gründen bzw. Kriterien, die einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung im Wege stehen.

2.2 Reservierungsmöglichkeit für Netzkapazitäten schaffen (§ 8e EEG-E)

Es gibt keine gesetzliche Verpflichtung zur Reservierung von Netzkapazität. Das hat zur Folge, dass für Projektierer Planungs- und Investitionssicherheit fehlen. Es gibt Netzbetreiber, die Reservierungsmechanismen anbieten, diese sind jedoch nicht einheitlich und weichen bisweilen immens voneinander ab. Zudem fehlen dann Mechanismen für privilegierte PV-Anlagen nach § 35 BauGB. Eine Vereinheitlichung senkt den Aufwand für alle Beteiligten.

Der BSW-Solar begrüßt die Einführung des § 8e EEG-E und die damit geschaffene gesetzliche Grundlage für Mechanismen zur Reservierung von Netzkapazität für Anlagen ab einer installierten Leistung von 135 kW. Der Entwurf sieht dabei vor, Reservierungen für Projekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit zu ermöglichen, in dem mit Nachweisen des Projektfortschrittes befristete Reservierungszeiträume für die angefragte Kapazität gesichert werden können. In einem vorgefassten Rahmen haben Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Belange der Anschlussbegehrenden Kriterien für die Reservierung von Netzananschlusskapazität zu bestimmen und im Nachgang von der BNetzA bestätigen zu lassen. Dabei umfasst der Festlegungsrahmen die Dauer von Reservierungsabschnitten, geeignete Nachweise zum Projektfortschritt, Besonderheiten für Ausschreibungsanlagen und bestehende Reservierungen. Zukünftig kann ein Netzananschlussbegehren nur mit einem Nachweis gestartet werden. Die vorgesehene Frist zur Einführung des Mechanismus bzw. der erstmaligen Anwendung ist 2 Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes geplant.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW versteht die Zusammenhänge der unverbindlichen Netzanlassauskunft, der universellen Fristen und der Reservierung von Netzkapazitäten als Zusammenspiel für einen effizienten und schnellen Netzananschluss. Damit könnte die späte Anwendung der Reservierungsmechanismen begründet werden. Eine gemeinsame Einführung scheint aber keineswegs zwingend, **daher spricht sich der BSW-Solar für eine frühere Einführung des Reservierungsmechanismus für Netzkapazität aus**, um frühzeitig bessere Planungs- und Investitionssicherheit bei den Projektierern und damit das Erreichen der Ausbauziele zu fördern. Für eine zeitnahe Einführung der Reservierungsmechanismen können die schon vordefinierten Kriterien zur Reservierung von Netzananschlusskapazität im Hinweispapier des VDE FNN „[Ermittlung Netzananschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWK](#)“ als Grundlage der Ausgestaltung dienen, andererseits können auch die Ausgestaltungszeiten gestrafft werden. Individuell von Netzbetreibern bereits eingeführte Kriterien berücksichtigen die tatsächlichen Projektablaufe nicht immer in angemessener Weise und sollten daher auch für die Übergangszeit nicht festgeschrieben werden, sondern überprüfbar bleiben.

Um die Koordinierung von Netzanlässen und den Aufbau von Cluster-Umspannwerken („Einspeisesteckdosen“) zu fördern, sollte dies auch bei Umsetzung durch die Anschlussbegehrenden/ Projektentwickler unterstützt und in den Reservierungsanforderungen berücksichtigt werden.

Zusätzlich weist der BSW-Solar darauf hin, dass Projektierer beim Nachweis von Projektfortschritten von Dritten abhängig sind. Wenn Nachweise von Dritten keinen Fristen folgen oder diese nicht einhalten, **ist sicherzustellen, dass unverschuldete Fristüberschreitungen beim Nachweis des Projektfortschrittes keinen Verlust der reservierten Netzkapazität zu Folge haben kann.**

Der BSW-Solar begrüßt die Klarstellung in § 8e Abs. 2 EEG-E, dass betroffene Verbände der Erneuerbaren Energien zu beteiligen sind.

2.3 Fristen im Netzanschlussprozess universell gestalten und Fristverstöße von Netzbetreibern sanktionieren (§§ 17a und §21 Abs. 3 EnWG-E)

Bisher gibt es nur partiell gesetzliche Fristen zur Übermittlung von Netzanschlusszusagen. So zum Beispiel für EE-Anlagen in § 8 EEG, welche durch starke Zunahme der Anschlussbegehren oftmals nicht von den zuständigen VNB eingehalten werden können. Zusätzlich gibt es bisher keine zentrale Beschwerdestelle bei der BNetzA, um Fristverstöße zu melden. Zudem sind keine bekannten Konsequenzen für Netzbetreiber bei Fristverstößen beschrieben. Bisher haben Verstöße der VNB gegen Fristen aus § 8 EEG lediglich negative zeitliche Auswirkungen auf den Anschlusspetenten gehabt. Verfehlungen der Netzbetreiber bleiben sanktionslos.

Der § 17a Abs. 1 EnWG-E sieht zunächst eine 3-Monats-Frist vor, in der der zuständige Netzbetreiber über den Status des Netzanschlussbegehrens informieren muss und diese, sollte das Anschlussbegehren nicht abgeschlossen sein, 3-monatlich zu aktualisieren hat. Damit wird eine EU-Richtlinie in nationales Recht umgesetzt. § 17a Abs. 3 EnWG-E sieht dann ab 01.01.2026 Veröffentlichungspflichten für Verteilnetzbetreiber sowie eine unverzügliche Eingangsbestätigung des Netzanschlussbegehrens vor. Das Ergebnis des Netzanschlussbegehrens muss von den VNB spätestens nach 8 Wochen mitgeteilt werden. Dabei hat der Netzbetreiber *einmalig* die Möglichkeit, innerhalb von 2 Wochen, nach Einreichen des Anschlussbegehrens, die Unterlagen auf Vollständigkeit zu prüfen und gegebenenfalls *vollständige Unterlagen* beim Anschlusspetenten nachzufordern. Geschieht das innerhalb der 2-Wochen-Frist, beginnt die 8-Wochen-Frist zur Übermittlung des Ergebnisses mit Einreichen der vollständigen Unterlagen. Alle kürzeren Fristen aus anderen Gesetzesvorgaben bleiben unberührt.

Der § 21a Abs. 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG-E sieht zukünftig Abschlüsse für Netzbetreiber innerhalb der Anreizregulierung vor, sollten diese Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren nicht einhalten.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt die Übernahme der im Branchendialog Beschleunigung von Netzanschlüssen diskutierten Vorschläge für Fristen im Netzanschlussprozess in § 17a EnWG-E für alle notwendigen Energiewendetechnologien, welche zukünftig durch die VNB zu berücksichtigen sind. Besonders die Möglichkeit der Sanktionierung von Netzbetreibern ist zu begrüßen, hier jedoch wenig detailliert ausgestaltet. So sollte der Gesetzesentwurf vorsehen, dass **die Bundesnetzagentur eine zentrale Stelle zur Meldung von Fristverstößen benennt und veröffentlicht**, an die sich Projektierer bei Pflichtverstößen der VNB wenden können. Zudem müssen die **Kriterien, ab wann VNB mit Abschlüssen zu rechnen haben, veröffentlicht werden**. Dies führt zu Transparenz und einer erfolgreichen Umsetzung der Regelung in § 21a Abs. 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG-E. Neben den Fristen im Netzanschlussverfahren gehören auch die **Umsetzbarkeit und**

Prozesseffizienz für die Direktvermarktung im Sinne der Marktintegration zur Netzservicequalität. Daher empfiehlt der BSW-Solar folgende Ergänzung im § 21a Abs. 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG-E:

*: „(...) wobei insbesondere die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren **und Anmeldungen zur Direktvermarktung** im Rahmen von Abschlüssen berücksichtigt werden können.“*

2.4 Netzanschlussbegehren digitalisieren (§ 14e Abs. 2 und Abs. 2a EnWG-E, § 17c EnWG-E und § 20b EnWG-E)

Die gelebte Praxis sieht verschiedene Wege vor, wie Anschlussbegehrende ein Netzanschlussbegehren stellen können bzw. eine Abstimmung zwischen Anschlussbegehrenden und Netzbetreiber erfolgt. In vielen Fällen werden Dokumente noch von Hand ausgefüllt und dem Postversand zugeführt, außerdem gibt es die Möglichkeit, PDF-Dateien auszufüllen, auszudrucken und per Post zu versenden sowie einige fortschrittliche Betreiber von Elektrizitätsnetzen, welche Online-Portale zum Stellen eines Netzanschlussbegehrens zur Verfügung stellen, in weiteren Schritten dann aber wieder auf analoge Kommunikation umstellen. Bisher gibt es nur für die Niederspannung Vorgaben zur digitalen Bearbeitung von Netzanschlussbegehren.

§ 14e Abs. 2 EnWG-E sieht vor, dass Netzanschlussbegehrende von Erzeugungsanlagen bis 30 kW an einem bestehenden Netzverknüpfungspunkt ab 01.01.2024 über die zentrale Internetplattform der Verteilnetzbetreiber auf die Internetseite des zuständigen VNB gelangt, um dort ein Anschlussbegehren auszulösen. Dies soll drei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes auf alle Netzanschlussbegehren realisiert sein. Die Ermittlung des zuständigen VNB soll 2 Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes über eine Programmierschnittstelle möglich sein. § 14e Abs. 2b EnWG-E sieht zudem vor, dass über die gemeinsame Internetplattform der VNB auf die Internetseite des zuständigen VNB gelangt, um eine unverbindliche Netzan schlussauskunft zu stellen.

§ 17c EnWG-E erweitert die Verpflichtungen der VNB zur Bereitstellung von digitalen Netzanschlussportalen für Erzeugungs-, Verbrauchsanlagen und Speicher spätestens 3 Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes anzubieten. Die Netzanschlussportale sollen uneingeschränkt für alle Leistungsklassen und Spannungsebenen umgesetzt werden. Dem soll eine Standardisierung von Prozessen, Formaten und Inhalten des Netzanschlussprozesses voraus gehen, bevor es dann zu einer gestaffelten Umsetzung kommt.

Der § 20b EnWG-E sieht die Einführung einer verpflichtenden, gemeinsamen und bundesweit einheitlichen zentralen Internetplattform für den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzzugangs vor. Dies soll vor allem Akteuren ohne standardisierte Marktrolle in der Marktkommunikation eine effektivere Kommunikation möglich machen. Der Zugang soll über ein Webportal oder eine standardisierte Programmierschnittstelle möglich sein. Der Entwurf fasst erste nicht abschließende Anwendungsfälle der neuen zentralen Internetplattform auf, beispielsweise die Bestellung, Änderung oder

Abstellung von Messkonzepten, welche ab 01.01.2026 über die Plattform zu ermöglichen sind. Die konkrete Ausgestaltung der Plattform wird dabei in die Hände der BNetzA gelegt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt die Umsetzungsverpflichtung eines digitalen Verfahrens zur Bearbeitung von Netzan-schlussprozessen. Auch die gestaffelte Umsetzung beginnend im Massengeschäft wird sowohl Kapazitäten bei den Installateuren als auch bei den Netzbetreibern befreien. Der BSW-Solar weist darauf hin, dass der Netzan-schlussprozess vereinfacht und standardisiert werden muss, bevor er digitalisiert wird. Dabei sind alle betroffenen Stakeholder zu beteiligen.

2.5 Innovative Netzan-schlusskonzepte durch gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt ermöglichen (§ 17 Abs. 2b EnWG-E, § 8 Abs. 2 u. Abs. 4 EEG-E, § 8f EEG-E und § 11 Abs. 1 EEG-E)

Im aktuellen Referentenentwurf wird die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten durch verschiedene Technologien, aber auch nur durch einen Energieträger, durch flexible Anschlussvereinbarungen ermöglicht. So können nach § 17 Abs. 2b EnWG-E Verteilnetzbetreiber flexible Anschlussverträge in verschiedenen Varianten anbieten. Für EE-Anlagen wird in § 8 Abs. 2 EEG-E die Nutzung bestehender Netzverknüpfungspunkte ermöglicht, in § 8f EEG-E werden Inhalte für flexible Netzan-schlussverträge spezifiziert und auch der Betrieb verschiedener Energieträger hinter einem Netzverknüpfungspunkt ermöglicht. Im § 11 Abs. 1 EEG wird die Abnahme des erzeugten Stroms für Anlagen nach § 8f EEG-E-Vereinbarung geregelt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt die Umsetzung der flexiblen Netzan-schlussverträge und damit die Umsetzung einer gemeinsamen Empfehlung der EE-Verbände. Jedoch lassen die Ausführungen des Referentenentwurfs darauf schließen, dass das BMWK die flexiblen Anschlussvereinbarungen nur als Werkzeug bis zu einem endgültigen Netzausbau betrachtet und nicht als alternatives Angebot und Geschäftsmodell für den Netzan-schluss. Daher bittet der BSW-Solar mit folgendem Vorschlag um **Klarstellung, dass Verteilnetzbetreiber verpflichtet sind, flexible Netzan-schlussvereinbarungen auf Kundenwunsch anzubieten:**

„Auf Wunsch des Anlagenbetreibers können der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in das Netz vereinbaren (flexible Netzan-schlussvereinbarung). Die Einhaltung der Wirkleistungsbegrenzung ist durch den Anlagenbetreiber jederzeit durch geeignete technische Maßnahmen sicherzustellen. Die Wirkleistungsbegrenzung kann auch auf einzelne Zeitfenster beschränkt sein und in ihrer Höhe je Zeitfenster variieren.“

2.6 EEG-Vorgaben zum Netzanschluss an EnWG-Änderungen anpassen (§ 8 EEG-E)

Der Anschluss von EE-Anlagen wird im Referentenentwurf neu gegliedert und einige Kriterien werden angepasst.

In § 8 Abs. 1 EEG-E werden die Vorgaben zur gesamtwirtschaftlichen Kostenbetrachtung bei der Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes angepasst. Damit sind zukünftig bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur der Anteil der Kosten von Anlagen zu betrachten, der im Verhältnis der Anschlussleistung zur Gesamtsteigerung der Übertragungskapazität steht. Der BSW begrüßt die Änderungen des Entwurfs, aus der aber nicht eindeutig hervorgeht, dass die von der Anlage in Anspruch genommene Netzkapazität gemeint ist und damit die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten berücksichtigt wird.

Weitergehend wurden Anforderungen für Anlagen bis 30 kW an einem bestehenden Netzanschluss, Anforderungen an steckerfertige Solaranlagen und Anforderungen zum gemeinsamen Anschluss von Stromspeichern zur besseren Lesbarkeit in den neuen §§ 8b bis 8d EEG-E formuliert. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Pflicht zur Bereitstellung eines Webportals zum Stellen eines Anschlussbegehrens für Anlagen bis 30 kW an einem bestehenden Netzanschlusspunkt vom EEG in § 17c Abs. 5 Nr.1 EnWG-E überführt wurde.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt die Anpassungen und neuen § 8 bis § 8d EEG-E und die damit weitestgehende Vereinheitlichung mit den Fristen aus dem EnWG-E.

Der BSW empfiehlt eine klarstellende Änderung in § 8 Abs.1 EEG-E, um die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten zu adressieren:

*„(...) Bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen; Kosten für Kapazitätserweiterungen nach § 17 sind hierbei nur mit dem Anteil zu berücksichtigen, der der durch die Anlage in Anspruch genommenen **Netzanschlusskapazität, unabhängig von Nennleistung der Anlage(n),** im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht.“*

Wiederholt merkte der BSW an, dass Fristverstöße bei Netzbetreibern zur Tagesordnung gehören und ein Mechanismus zur Sanktionierung dieser verständlich, transparent und niederschwellig für Anschlusspetenten ausgestaltet werden muss, damit diese Verstöße der Netzbetreiber melden können (vgl. II.3.).

2.7 Bundesweite Anerkennung von Installateuren realisieren (§ 10 EEG-E)

Grundsätzlich ist die bundesweite Anerkennung von Installateuren in § 13 Abs. 2 Satz 4 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) geregelt. Dennoch scheint die Umsetzung in der Praxis schwierig, da es für Installateure bisher nicht ausreichend ist, in einem Installateursverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragen zu sein. Vielmehr müssen Installateure mit Arbeitsaufträgen in mehreren Netzgebieten verschiedener Netzbetreiber in jedem Installateursverzeichnis des jeweiligen Netzbetreibers eingetragen sein.

Daher begrüßte der BSW-Solar, dass die bundesweite Anerkennung bzw. Identifikation von Installateuren im Branchendialog Beschleunigung von Netzanschlüssen aufgenommen wurde. Leider findet sich im aktuellen Entwurf kein Hinweis auf die Arbeitsergebnisse des Dialoges und damit keine Lösung für das eigentliche Problem.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt hier die Klarstellung der Anwendung der NAV in § 10 Abs. 1 EEG-E. Jedoch wird durch diesen Verweis die Identifikation der Installateure aus fremden Netzgebieten nicht adressiert und behebert hier weiterhin ein markantes Problem, das dazu führt, dass Installateure sich in jedem Netzgebiet eintragen lassen müssen. Daher empfiehlt der BSW eine **schnelle und praxistaugliche Einführung eines niederschweligen Identifikationsprozesses**.

2.8 Nulleinspeisanlagen von unnötigen Steuerungs- und Direktvermarktungspflichten befreien

Anlagen in der Nulleinspeisung speisen nachweislich keinen Strom in das öffentliche Netz, da der gesamte erzeugte Strom direkt vor Ort verbraucht wird. Dabei kann es sich bspw. um Industrieanlagen oder Krankenhäuser mit einem hohen Eigenverbrauch handeln. Bisher mussten diese Anlagen allerdings unnötigerweise sämtliche Pflichten zur Steuerung und Direktvermarktung erfüllen, obwohl nie Strom ins Netz eingespeist wurde, den man hätte abregeln oder vermarkten können.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt ausdrücklich, dass der Gesetzentwurf nun Ausnahmetatbestände bei den Steuerungs- und Direktvermarktungsanforderungen für Nulleinspeisanlagen vorsieht. Die Anlagen müssen nun weder Steuerungspflichten erfüllen noch einer Veräußerungsform für eingespeisten Strom

zugeordnet werden (vgl. § 29 Abs. 5 MsbG und § 21b Abs. 1 S. 1 EEG RefE). Damit greift der Referentenentwurf eine langjährige Branchenempfehlung auf.

2.9 Bestandsanlagen zu systemdienlichem Verhalten anreizen

In § 100 EEG RefE sollen in den Abs. 49 und 50 zwei Anreizmöglichkeiten eingeführt werden, um Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung zu einem systemdienlichen Betrieb zu motivieren:

1. Anlagenbetreiber von Bestandsanlagen können ihren Vergütungssatz um 0,6 ct/kWh erhöhen, sofern sie ggü. dem Netzbetreiber erklären, dass sie zu Zeiten negativer Strompreise auf eine Vergütung verzichten und somit in das System der §§ 51 und 51a EEG RefE wechseln.
2. Anlagenbetreiber von Bestandsanlagen können ihren Vergütungssatz für eingespeisten Strom bis 01.01.2028 um 0,6 ct/kWh erhöhen, sofern sie aus der Einspeisevergütung in die Direktvermarktung wechseln.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt den grundsätzlichen Ansatz dieser Neuregelung, durch den Bestandsanlagen über einen Anreizmechanismus zu systemdienlichem Verhalten angeregt werden sollen. Allerdings bestehen nach erster Einschätzung erhebliche Zweifel, ob die vorgeschlagenen 0,6 ct/kWh Vergütungserhöhung ausreichend sind, um Bestandsanlagen zu einem systemdienlichen Verhalten zu motivieren.

2.10 Gescheiterten bilanziellen Ausgleich auf Verteilnetzebene anerkennen (§ 14 Abs.1 a EnWG-E)

Seit Oktober 2021 unterliegen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Leistung ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit fernsteuerbar sind, dem § 13 a EnWG. Die neuen Regelungen führten zu neuen Aufgaben und Kommunikationsprozessen für alle Marktakteure. Zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 galt zu Beginn die BDEW-Übergangslösung. Seit Ende Mai 2022 gelten nun die festgelegten Vorgaben und Prozesse der Bundesnetzagentur (BNetzA). Die Pilotprojekte zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im August 2023 aus Gründen der Systemsicherheit beendet. Ein im Anschluss angefertigtes Gutachten bewertete die Pilotprojekte und bestätigte ein signifikantes Risiko für die Systembilanz. Demnach funktionieren die Prozesse des Redispatch auf Verteilnetzebene nicht, Hauptursachen liegen in der technischen Umsetzung, der unzureichenden Kommunikation zwischen den Akteuren und im Prozess selbst.

Die Regelungen aus § 14 Abs. 1 EnWG-E sehen eine befristete Beschränkung des finanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber vor oder andersherum sind die Verteilnetzbetreiber befristet vom bilanziellen Ausgleich befreit, was den aktuellen Stand im Redispatch 2.0 darstellt. Der § 14 Abs. 1a EnWG-E

ermächtigt die BNetzA, den gezielten bilanziellen Ausgleich auf die Verteilnetzebene ausweiten und nach Relevanz bestimmte Netzebenen oder Netzbetreiber zu verpflichten. § 14 Abs. 1b EnWG-E führt einen finanziellen Aufwendungsersatz für Anlagenbetreiber nach Redispatch-Maßnahmen ein, soweit kein bilanzieller Ausgleich stattfindet. Die Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes soll pauschal erfolgen und durch die Bundesnetzagentur festgelegt werden. Es findet kein Aufwendungsersatz für Anlagen in der Festvergütung statt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt die Anerkennung des gescheiterten bilanziellen Ausgleichs auf Verteilnetzebene. Mit der befristeten Aussetzung des bilanziellen Ausgleichs bleibt Zeit, um das Konzept und Prozesse neu aufzuarbeiten sowie funktionstüchtig zu machen. Zusätzlich führt die Festlegungskompetenz der BNetzA zur Erprobung und gestaffelten Einführung der angepassten Prozesse. In Bezug auf den, in der befristeten Aussetzung zu erstattenden, Aufwendungsersatz weist der BSW-Solar darauf hin, dass sich mit dem vorgeschlagenen Konzept neue Kommunikationsketten ergeben. In einem idealen Verfahren muss der Einsatzverantwortliche die Meldung, dass eine Anlage geschaltet wurde, sowie die nicht eingespeisten Energiemengen dem Anlagenbetreiber melden, sodass dieser im Nachgang Aufwendungsersatz beim Netzbetreiber erstatten kann. Dem Anlagenbetreiber muss eine Ansprechperson beim Netzbetreiber bekannt gegeben werden, an die sich bei Aufwendungsersatz gewendet werden kann. Hier sollten klare Regelungen folgen, die die gescheiterten Prozesse nicht zu Lasten der Betreiber gehen lassen.

3 Zu den weiteren Änderungen im Referentenentwurf

3.1 BSW-Empfehlungen zur Beseitigung weiterer Hemmnisse für die Photovoltaik in Mehrfamilienhäusern

Mit der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und dem virtuellen Summenzähler wurden die Weichen gestellt, um den Ausbau der Photovoltaik in Mehrfamilienhäusern zu beschleunigen. Für die massentaugliche Umsetzung ist es allerdings noch notwendig, die folgenden Barrieren zu beseitigen:

3.1.1 Rechtsklarheit für Messen und Steuern in der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und im virtuellen Summenzähler für Mieterstrom schaffen

In den neuen Modellen der „Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ sowie dem „virtuellen Summenzähler“ für Mieterstrom ersetzen intelligente Smart Meter und digitale Verrechnung teure physikalische Messtechnik. Während die Vorgaben im EnWG (§ 20, § 42b) dazu eindeutig sind, fehlt bislang eine entsprechende Klarstellung im § 9 EEG zum Messen und Steuern in solchen Modellen. Auch die geplanten Änderungen des § 9 EEG RefE schaffen hier noch keine Klarheit. Diese Rechtsunsicherheit kann bei negativer Auslegung durch den Netzbetreiber je Projekt ca. 10.000 EUR Kosten verursachen, wenn zur Erfüllung der Pflichten nach EEG eine physikalische Messung am Netzverknüpfungspunkt (sogenannte „Wandlermessung“, entspricht dem alten physikalischen Summenzähler) eingefordert wird.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Im § 9 EEG ist klarzustellen, dass der Standard für Messen und Steuern für PV-Anlagen mit Volleinspeisung entsprechend auch für die neuen Modelle (den virtuellen Summenzähler) rechtssicher angewendet werden kann (Messen und Steuern direkt an der PV-Anlage), wenn der Anlagenbetreiber dies wünscht. Dies bietet maximale Sicherheit für die Netzbetreiber, einheitliche Messkonzepte für alle PV-Anlagen in Mehrfamilienhäusern und einfache Umsetzbarkeit für die Betreiber. Zusätzlich sollten in Zukunft auch für die Anforderungen des § 9 EEG – wie im Fall des §20 1(d) EnWG – verrechnete Werte genutzt werden dürfen, sobald die Technik und Prozesse zur Bereitstellung von Echtzeitdaten zur Verfügung stehen.

3.1.2 Zugang zu Messwerten für die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung erleichtern

In der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung benötigt der Anlagenbetreiber für die Abrechnung mit den Teilnehmern Informationen über die Strommengen aus der PV-Anlage, die den jeweiligen teilnehmenden Abnahmestellen im Gebäude zugeordnet wurden. Diese Zuordnung erfolgt durch den Messstellenbetreiber, der die Daten standardmäßig über die Marktkommunikation an die jeweiligen Marktpartner (Lieferanten und Netzbetreiber) übermittelt. Um nicht-energiewirtschaftlichen Akteuren (Privatperson, Vermieter, Hausverwaltung) Zugang zu diesen Daten zu geben, wurde die Rolle des Energieserviceanbieters (ESA) eingeführt. Im Fall der Zusammenarbeit mit einem grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) ist dies der naheliegende Weg, damit ein Dienstleister im Auftrag des Anlagenbetreibers die zugeordneten Strommengen als Basis für die Abrechnung einholt. Dieses Abrufen der Daten alleine ist jedoch mit erheblichen Kosten i.H.v. 30 Euro pro Abnehmer pro Jahr (§ 35 Abs. 1 Nr. 3 MsbG in Verbindung mit § 34 Abs. 2 Nr. 13 MsbG) verbunden. Dadurch wird eine massentaugliche Umsetzung der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung in Zusammenarbeit mit einem gMSB in Frage gestellt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Es sollte im MSBG klargestellt werden, dass für die Übermittlung der zugeordneten Messwerte durch den gMSB kein zusätzliches Entgelt – neben dem für Messen und Verrechnen zu zahlenden – erhoben wird. Möglich erscheint dafür eine gesetzliche Festlegung, dass die Übermittlung der Werte an den ESA (§ 34 Abs. 2 Nr. 13 MsbG) ohne zusätzliches Entgelt zu erfolgen hat, oder eine gesetzliche Klarstellung, dass der Lieferant des Solarstroms auch als Energielieferant gemäß §60 Absatz 3 EnWG zu betrachten ist und somit vergleichbar mit dem Reststromlieferanten die verrechneten Messwerte ohne Entgelt erhält, bspw. gemeinsam mit der Einspeiseabrechnung des Netzbetreibers.

3.1.3 Liegenschaftsmodell massentauglich machen

Das Liegenschaftsmodell nach § 6 MSBG stellt eine gute Möglichkeit dar, alle Messstellen in einem Gebäude mit den für die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und den virtuellen Summenzähler benötigten intelligenten Messsystemen auszustatten. Bislang besteht jedoch eine besondere Herausforderung darin, dass die Umlage der Kosten über die Betriebskosten oder eine Modernisierung nicht ohne weiteres möglich ist. Erschwerend kommt hinzu, dass, wenn die Abrechnung der digitalen Messausstattung durch den Gebäudeeigentümer erfolgt, der Grundpreis des Reststromlieferanten sich entsprechend reduzieren muss, da dessen eigene Kosten für den Messstellenbetrieb entfallen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Vereinfachung des Liegenschaftsmodells in § 6 MsbG RefE ist eine deutliche prozessuale Erleichterung für Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung in Bestandsimmobilien. Damit das neue Liegenschaftsmodell aber ein Digitalisierungsbooster für das Mehrfamilienhaus werden kann, fehlt weiterhin eine praktikable Möglichkeit zur Refinanzierbarkeit: Während die Messkosten für optionale Wärmemessungen umlagefähig sind, gilt dies weiterhin nicht für die Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb Strom. Die Aufnahme dieser Kosten in die umlagefähigen Positionen nach § 2 Betriebskostenverordnung würde den Smartmeter Rollout im Mehrfamilienhaus massiv beschleunigen.

Außerdem sind die Vorgaben der Absätze 2 und 3 für Volllausstattungen ausschließlich der Strommessstellen zur POG aus BSW-Sicht nicht erforderlich und bremsen den Rollout und die Umsetzung von Eigenverbrauchsmodellen durch lange Fristen unnötig. Gegenangebote sind bspw. aufgrund der POGs hinfällig.

3.2 Streichung der Leitplanken für Landesbeteiligungsgesetze zurücknehmen (§ 22b Abs. 6 EEG)

Die Akzeptanz der Bevölkerung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eine essenzielle Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende. Der Ausbau der Photovoltaik sticht dabei durch seine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung, sowohl von PV-Anlagen auf Gebäuden als auch in der Freifläche, hervor. Diese gilt es zu bewahren und zu stärken. Mit der bestehenden Regelung zur kommunalen Beteiligung in § 6 EEG können Kommunen schon heute mit bis zu 0,2 ct/kWh wirtschaftlich an PV-Freiflächenanlagen beteiligt werden können. Zusätzlich profitieren die Kommunen durch eine Gewerbesteuererlegung zugunsten der Standortkommune von PV-Freiflächenanlagen.

Einige Bundesländer haben in den letzten Monaten darüberhinausgehende Landesbeteiligungsgesetze erlassen. Dabei werden die Anlagenbetreiber zum Teil zu erheblichen Mehrkosten verpflichtet, die weit über die auf Bundesebene beabsichtigte Höhe der kommunalen Beteiligung von 0,2 ct/kWh hinausgehen und zu einer Benachteiligung dieser Anlagen im Vergleich zu Anlagen in anderen Bundesländern in den Ausschreibungen führen.

So muss beim brandenburgischen Solareuro eine zusätzliche jährliche Zahlung von 2.000 Euro pro Megawatt geleistet werden – eine direkte Verrechnungsmöglichkeit mit den nach § 6 EEG gezahlten Beträgen ist in der Landesregelung nicht vorgesehen. Für eine 20-MW-Anlage entspricht dies einer jährlichen Mehrbelastung von 40.000 Euro bzw. 800.000 Euro über die 20-jährige EEG-Laufzeit.

Darüber hinaus werden Anlagenbetreiber:innen in einigen Bundesländern zusätzlich zur Kommunalbeteiligung zu einer direkten Beteiligung von Bürger:innen verpflichtet, beispielsweise durch gesellschaftsrechtliche Beteiligungen, Nachrangdarlehen, Schwarmfinanzierungen, Sparprodukte oder vergünstigte Lokalstromtarife.

Die Vielzahl an neuen Landesbeteiligungsgesetzen verursacht nicht nur erhebliche Mehrkosten, sondern auch zusätzlichen bürokratischen Aufwand, insbesondere bei den direkten Bürger:innenbeteiligungen, und damit auch eine stärkere Haushaltsbelastung. Denn die zusätzlichen Kosten durch Landesbeteiligungsgesetze können nicht durch den Verkauf von Strom erwirtschaftet werden, sondern werden in die Gebotswerte in den Ausschreibungen eingepreist werden. Der Ausbau von förderfreien Anlagen wird durch die fehlende Refinanzierungsmöglichkeit der geleisteten Beteiligungszahlungen in den Bundesländern sogar gänzlich in Frage gestellt.

Die im ursprünglichen Referentenentwurf vorgesehene Einführung von gut abgewogenen bundeseinheitlichen Leitplanken für Landesbeteiligungsgesetze wurde nun unverständlicherweise aus dem aktualisierten Referentenentwurf gestrichen.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW kritisiert die Streichung der ursprünglich vorgesehenen Regelung zu den Landesbeteiligungsgesetzen und fordert die Bundesregierung auf diese wieder in den Gesetzesentwurf aufzunehmen. Der ursprüngliche Entwurf bietet sowohl die Möglichkeit für die Bundesländer mit Landesbeteiligungsgesetzen weiterhin eigene Schwerpunkte zu setzen, setzt aber gleichzeitig mit einer maximalen Begrenzung der Kommunal- und Bürgerbeteiligung auf 0,3ct/kWh einen notwendigen Rahmen. Ohne diese Regelung ist ein weiterer Wildwuchs von landesspezifischen Regelungen zu erwarten, der nicht nur zusätzliche Bürokratie schafft, sondern durch den fehlenden Maximalbetrag auch Zusatzkosten verursacht, die direkt oder indirekt (z.B. durch Einpreisung in Ausschreibungsgebote) durch den Bundeshaushalt finanziert werden müssen.

3.3 Energy Sharing praxisgerecht einführen (§ 42c EnWG-E)

Mit dem Referentenentwurf sollen neue Rahmenbedingungen für Energy Sharing geschaffen werden, die bereits seit längerem erwartet wurden. Kernidee der Regelung ist, dass berechnigte Letztverbraucher anderen Letztverbrauchern („mitnutzende Letztverbraucher“) EE-Strom liefern können. Letztverbraucher im Sinne der Regelung sind bspw. Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen, öffentliche Einrichtungen sowie weitere Kategorien von Endkunden. Lediglich größere Unternehmen werden ausgeschlossen sowie Akteure, deren Haupttätigkeit die Erzeugung von elektrischer Energie ist. Das vorgeschlagene Energy-Sharing-Modell lehnt sich dabei stark an das Konzept der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung an. Auch hier ist keine Vollversorgung mit Strom der belieferten Letztverbraucher erforderlich. Zudem ist eine viertelstundenscharfe Messung sowie Belieferung gemäß eines Aufteilungsschlüssels, nach dem die erzeugten Strommengen verteilt werden, die Voraussetzung für das Modell.

Zentraler Unterschied zur Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist, dass der Strom hier unter Nutzung des Netzes geliefert wird. Dadurch wird das Modell komplexer, da sich zusätzliche Pflichten ergeben, bspw. die Verpflichtung zur Bilanzierung eingespeister und entnommener Energiemengen oder zur Zahlung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten für verbrauchte Strommengen. Räumlich ist das Modell in einer ersten Stufe auf Lieferungen innerhalb eines Verteilnetzes begrenzt. In einer zweiten Stufe soll es dann auf benachbarte, direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete erweitert werden. Sofern gewisse Schwellenwerte eingehalten werden, können Teilnehmer:innen zudem von verbraucherschützenden Stromlieferantenpflichten befreit werden (vgl. § 42c Abs. 7 EnWG-E).

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt, dass mit der Einführung des Energy-Sharing-Modells ein Schritt zur besseren Teilhabe der Bürger:innen an der Energiewende unternommen werden soll, um die Akzeptanz für den Ausbau der

Erneuerbaren zu erhöhen. Nach einer Erstbewertung lässt die Regelung allerdings mehrere praktische Umsetzungsfragen offen, weshalb die Anwendbarkeit und somit der Nutzen von Energy Sharing begrenzt wird. So bleibt unbeantwortet, wie der Reststromlieferant die notwendigen Informationen über die Energy-Sharing-Versorgung erhält, um seine eigene Bilanzierung anzupassen. Zudem bedarf es wie bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung massentauglicher Marktkommunikationsprozesse, die die Verteilnetzbetreiber beherrschen. Die Bundesnetzagentur ist nunmehr gefordert, durch untergesetzliche Regelungen einen niedrighschwelligen Zugang zum Energy Sharing zu ermöglichen.

Kritisch sieht der BSW darüber hinaus, dass sich zur Abgrenzung des zwischengespeicherten EE-Stroms von Graustrom aus dem Netz auf die Energiespeicheranlage bezogen wird („Energiespeicheranlage, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt“). Speichern, die am Energy Sharing teilnehmen, wird es dadurch untersagt, auch Netzstrom zu laden. Ein systemdienlicher Betrieb der Speicher wird dadurch massiv eingeschränkt. Diese Einschränkung ist nicht nachvollziehbar und sollte gestrichen werden. Insbesondere, da mit dem Energy Sharing kein relevanter Vorteil einhergeht, der eine Einschränkung des Speicherbetriebs rechtfertigen würde.

3.4 Geplante Klarstellungen und Korrekturen im EEG zügig umsetzen

3.4.1 Förderfähigkeit von Agri-PV-Anlagen mit Trackern klarstellen

Im EEG war bisher nicht rechtssicher geregelt, ob Agri-PV-Anlagen mit Trackern in das neue Untersegment der „besonderen Solaranlagen“ fallen. Der Referentenentwurf sieht nun eine Klarstellung vor, dass diese Anlagen als „hochaufgeständerte Solaranlagen“ gelten und damit zu den besonderen Solaranlagen gehören, sofern die Drehachsen der Tracker mit einer lichten Höhe von mindestens 2,1 m aufgeständert sind sowie die lichte Höhe auch in der vertikalen Position mindestens 0,8 m beträgt. Die Regelung soll nach § 100 Abs. 28 EEG für Anlagen mit Inbetriebnahme (Anlagen außerhalb der Ausschreibungen) bzw. Zuschlag nach Inkrafttreten des Gesetzes gelten.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt diese wichtige Klarstellung. Sie schafft Investitionssicherheit für innovative Projekte.

3.4.2 Naturschutzfachliche Mindestkriterien nicht auf förderfreie Anlagen ausweiten, sondern Planungshoheit von naturschutzfachlichen Vorgaben bei den Kommunen belassen

Im Solarpaket I wurden naturschutzfachliche Mindestkriterien für neue PV-Freiflächenanlagen eingeführt. Die Regelung wurde versehentlich auch auf bauliche Anlagen sowie Garten-PV-Anlagen ausgeweitet. Dieser Fehler soll im vorliegenden Entwurf nun berichtigt werden.

Zusätzlich werde laut Anschreiben zur Verbändeanhörung im Ressortkreis über eine Ausweitung der Mindestkriterien auf förderfreie PV-Freiflächenanlagen diskutiert.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt die geplante Berichtigung durch den Entfall der Mindestkriterien für bauliche Anlagen sowie kleine Anlagen unter 100 kWp inklusive Garten-PV sowie die Spezifizierung zu den Nachweispflichten.

Eine Ausweitung der naturschutzfachlichen Mindestkriterien auf ungefördernde PV-Freiflächenanlagen lehnt der BSW ab. Die Finanzierung von förderfreien PV-Freiflächenanlagen ist bereits heute durch die geringen Strompreise herausfordernd. Die Ausweitung der naturschutzfachlichen Mindestkriterien würde zu Mehrkosten führen, welche die Anlagen am Strommarkt bzw. in PPA-Verträgen i. d. R. nicht einpreisen können. Die Planungshoheit der Gemeinde und der Behörden zur Festlegung der konkreten Maßnahmen vor Ort ist deshalb für förderfreie PV-Anlagen ausreichend.

3.4.3 Korrekturen bei der Garten-PV umsetzen

PV-Anlagen in Gärten wurden im EEG bisher als Freiflächenanlage klassifiziert, wodurch es zu ungewollten Wechselwirkungen kommen kann, z. B. bei der Anlagenzusammenfassung oder der Erfüllung der naturschutzfachlichen Kriterien. Der Entwurf sieht nun vor, diese Anlagen nicht mehr als Freiflächenanlage zu klassifizieren sowie Garten-PV-Anlagen in der Anlagenzusammenfassung nicht mehr mit PV-Freiflächenanlagen zusammenzufassen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Änderung ist richtig und sollte umgesetzt werden.

3.4.4 Klarstellung Bezugsstrom für geringfügige Verbräuche von Volleinspeiseanlagen auch für Bestandsanlagen begrüßenswert

Bei Volleinspeisung tritt häufig ein minimaler Strombezug aus dem Netz auf, der technisch bedingt und im Einzelfall kaum vermeidbar ist. In den meisten Fällen handelt es sich dabei um wenige Kilowattstunden jährlich. Mit dem Solarpaket I wurde eine gesetzliche Regelung umgesetzt, die es ermöglicht, diese geringfügigen Verbräuche im Rahmen einer anderen Stromentnahmestelle im Gebäude abzurechnen. Der Entwurf sieht nun eine Klarstellung vor, dass diese Regelung auch für Bestandsanlagen anzuwenden ist.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Klarstellung ist zur Schaffung von Rechtssicherheit begrüßenswert.

3.4.5 Markstammdatenregisterverordnung aktualisieren

Notwendige Anpassung der Veröffentlichung nach § 19 MaStRV

Allgemein veröffentlicht die Bundesnetzagentur den monatlichen Zubau bereits zur Mitte des Folgemonats (siehe § 19, „spätestens zum letzten Kalendertag“ des Folgemonats) und weist dabei nicht darauf hin, dass im Bereich „Solare Strahlungsenergie“ zu diesem Zeitpunkt in der Regel nur rund 70 % des PV-Zubaus des aktuellen Monats registriert sind. Es fehlen in der monatlichen Berichterstattung nach § 19 für den aktuellen Monat im Durchschnitt rund 30 % installierte PV-Leistung, die Anlagenbetreiber erst nach Mitte des Folgemonats – oder sogar erst viele Monate später – rückwirkend registrieren („Nachmeldungen“).

Ein Beispiel zur Verdeutlichung: Waren in der Veröffentlichung der Bundesnetzagentur vom 16. April 2024 für März 2024 nur 1,10 GW berichtet (eine Reduktion im Vergleich zum Vormonat, was zu negativer Berichterstattung geführt hat), so werden in der Veröffentlichung vom 13. August 2024 rund 1,34 GW PV-Zubau für den Monat März 2024 berichtet – ein deutliches Plus gegenüber der ersten Veröffentlichung und letztendlich mehr als im Vormonat – und mit weiteren Nachmeldungen beim Zubau im März 2024 ist zu rechnen.

Der von der Bundesnetzagentur in ihrer Veröffentlichung gemäß § 19 dargestellte Vergleich des unvollständigen aktuellen Zubaus eines Monats mit den vollständigeren Vormonaten führt bei Stakeholdern wie Presse, Politik und Marktteilnehmern oft zu Fehleinschätzungen der Marktentwicklung.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Empfehlung des BSW lautet daher, § 19 dahingehend anzupassen, dass der Effekt von Nachmeldungen auf die berichteten Zahlen dargestellt werden muss.

Aufnahme neues Datenfeld: Neue PV-Einheit

Die aktuell im Marktstammdatenregister vorhandenen Datenfelder erlauben keine einfache Unterscheidung zwischen einer neuen PV-Einheit, einer Erweiterung einer bestehenden PV-Anlage oder einem Modultausch wegen technischem Defekt (dessen zusätzliche Leistung aktuell als neue zusätzliche PV-Einheit erfasst werden muss) oder dem Austausch von Modulen im Rahmen von Repowering. Es ist für Stakeholder nicht einfach ersichtlich, wie hoch die Anzahl der PV-Einheiten in Deutschland tatsächlich ist.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW empfiehlt, bei der Registrierung im Marktstammdatenregister abzufragen, ob es sich um eine neue PV-Einheit handelt oder eine Erweiterung einer bestehenden Einheit oder einen Modultausch wegen technischem Defekt oder Modultausch wegen Repowering. Die Antwort sollte in einem zusätzlichen Datenfeld erfasst und veröffentlicht werden.

Wiederaufnahme Datenfeld: Gemeinsamer Wechselrichter mit Speicher

Im April 2024 wurde die Spalte „Gemeinsamer Wechselrichter Mit Speicher“ aus der Tabelle PV-Einheiten des Marktstammdatenregisters gelöscht. Dieses wichtige Datenfeld sollte wieder aufgenommen werden, da es Stakeholdern u. a. eine einfache Einsicht darin ermöglichte, ob eine PV-Einheit mit Speicher verbaut wurde.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW empfiehlt die Wiederaufnahme des Feldes „Gemeinsamer Wechselrichter Mit Speicher“ in das Marktstammdatenregister.

3.4.6 Solarstadt-Verbesserungen begrüßenswert

Der Referentenentwurf sieht vor, dass Solaranlagen auf Gebäuden, die in einem räumlich-funktionellen Zusammenhang zu Hofstellen stehen und vor dem 1. April 2012 errichtet wurden, förderfähig werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt diese Änderung.

3.4.7 Innovationsausschreibung innovativ gestalten und Speichern erlauben systemdienlich zu agieren

Die im Referentenentwurf geplanten Änderungen in der Innovationsausschreibungsverordnung sehen u.a. vor, dass Solaranlagen, die anhand der Gebotsunterlagen die Anforderungen an Speicher nicht erfüllen von der Ausschreibung ausgeschlossen werden. Damit soll verhindert werden, dass Anlagen einen Zuschlag erhalten, die diese Voraussetzungen nicht erfüllen und deshalb entweder nicht oder nur durch Investition in zusätzliche Speicherkapazitäten förderfähig werden. Zudem wird klargestellt, dass sowohl 25 Prozent der Gesamtleistung der Anlagenkombination aus Speichern bestehen müssen als auch die Anforderung einer Einspeicherungsmöglichkeit von zwei Stunden der Arbeit der Nennleistung zu erfüllen sind.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die geplanten Änderungen sind nachvollziehbar.

4. Weiterer dringender Handlungsbedarf noch in dieser Legislaturperiode

4.1 Erbschaftssteuer Risiken bei der Verpachtung von landwirtschaftlich genutzten Flächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen beseitigen

Erbschaftssteuerliche Risiken erweisen sich zunehmend als Problem bei der Akquise von Flächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen. Betroffen sind die Verpächter von zuvor landwirtschaftlich genutzten Flächen, die künftig für den Bau und Betrieb von PV-Anlagen genutzt werden sollen. Die bisherigen Lösungsansätze werfen neue Probleme auf und sind deshalb wenig praktikabel. Die Finanzverwaltung hat bisher ohne Gesetzesänderung für Spezialfälle Anwendungshilfen gegeben, die aber keine Rechtssicherheit schaffen und das grundsätzliche Problem nicht lösen. Es betrifft sowohl bestehende Pachtverträge als auch künftige Projekte. In der Vergangenheit wurde das häufig übersehen oder nicht berücksichtigt, ist aber inzwischen in der Breite präsent.

Im Erbfall oder bei Schenkung durch Hofübergabe werden land- und forstwirtschaftlich genutzte Flächen steuerlich besonders begünstigt („Verschonungsregelung“). Das führt bei bäuerlichen Landwirtschaftsbetrieben üblicherweise dazu, dass für das landwirtschaftliche Grundvermögen keine oder nur geringe

Erbschaftssteuern anfallen. Die Errichtung einer klassischen Freiflächen-Photovoltaikanlage führt jedoch zu einer geänderten Nutzung der Fläche, womit die erbschaftssteuerrechtliche Verschonung entfällt. Als Folge drohen im Erbfall oder bei Hofübergabe hohe Steuerzahlungen, die zu erwartende Pachteinahmen weitgehend eliminieren oder sogar mehrfach übertreffen können.

Derzeit besteht keine rechtssichere Möglichkeit, das steuerliche Risiko durch Vertragsgestaltung zwischen Landwirten und Pächtern auszuschließen. Die Folge ist, dass Pachtverträge nicht zustande kommen oder dass (vorab kaum kalkulierbare) finanzielle Risiken in die Pachthöhe eingepreist werden müssten, was die Pachtsummen erheblich erhöhen würde u. letztlich über generell höhere Projektkosten in die Gebotspreise der EEG-Ausschreibungen einfließen würde. Zufällige Steuereinnahmen bei der Erbschaftsteuer würden damit die EEG-Förderkosten erhöhen.

Dies würde auch den allgemeinen Preisdruck auf die Pachtpreise in der Landwirtschaft verschärfen und kann politisch nicht gewünscht sein.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Rechtssicherheit bietet deshalb nur eine dauerhafte gesetzliche Regelung. Hierfür gibt es zwei Möglichkeiten, entweder eine Änderung im Erbschaftssteuergesetz oder eine Änderung im Bewertungsgesetz, auf welches das Erbschaftssteuergesetz bei der Ermittlung des Steuergegenstandes im Erbschafts- oder Schenkungsfall verweist.

Eine Änderung im Bewertungsgesetz ist zielführender und einfacher auszugestalten, daher sollte diese bevorzugt werden. In §§ 158 und 159 Bewertungsgesetz sollte daher festgehalten werden, dass bei einer befristeten, vorübergehenden Nutzung für Erneuerbare-Energien-Anlagen im Sinn des EEG die Flächen weiterhin wie landwirtschaftliche Flächen bewertet werden.

Die Voraussetzung für eine solche steuerliche Begünstigung ist, dass Freiflächen-Photovoltaikanlagen grundsätzlich eine vorübergehende Nutzungsänderung darstellen, die vertraglich befristet und mit Rückbauverpflichtungen abgesichert wird.

4.2 Hemmnisse bei der Anlagenzusammenfassung abbauen – Kommunen entscheiden lassen

Die Anlagenzusammenfassung in § 24 EEG sieht vor, dass PV-Freiflächenanlagen zur Ermittlung des Förderanspruchs „zusammengefasst“ werden, wenn diese in einem Umkreis von zwei Kilometern und innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen werden. Die Regelung wurde eingeführt, um bei kleineren PV-Freiflächenanlagen eine Umgehung der Ausschreibungspflicht bzw. maximalen Gebotsgröße durch Aufteilung einer PV-FFA in mehrere kleineren Anlagen zu verhindern. Mit § 24 Abs. 2 EEG sollte zudem die Ballung von PV-Freiflächenanlagen in bestimmten Regionen verhindert werden.

Die Anlagenzusammenfassung führt in der Praxis zu Unsicherheiten und hohen wirtschaftlichen Risiken. Falls ein Projektierer nicht rechtzeitig von einem weiteren PV-FFA-Projekt im zeitlichen und räumlichen Kontext der Anlagenzusammenfassung erfährt, droht der vollständige Verlust der Vergütungsfähigkeit. Das Problem hat sich durch die baurechtliche Privilegierung von PV-FFA an Verkehrsrandstreifen und von kleinen Agri-PV-Anlagen in Hofnähe deutlich verschärft, weil die Kommunen durch den Entfall des Bauleitplan-Verfahrens erst spät von Planungen erfahren. Zudem ist eine Zunahme von Konflikten durch den zunehmenden Zubau im Bereich PV-FFA und den Willen einiger Kommunen, PV-FFA regional zu bündeln, zu erwarten.

Bei größeren PV-FFA führt ein Überschreiten der maximalen Gebotsgröße im EEG im Rahmen der Anlagenzusammenfassung dazu, dass die Anlage die Voraussetzungen für die Zahlungsberechtigung (u. a. Einhaltung der maximalen Gebotsgröße) nicht erfüllen kann. Die Anlage kann dann trotz erfolgreichem EEG-Zuschlag diesen nicht mehr nutzen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der aktuelle § 24 Abs. 2 EEG führt zu Risiken in der Projektierung von PV-Freiflächenanlagen und verzögert den notwendigen Zubau. Der Vorschlag im RED-III-Umsetzungsgesetz, baurechtlich privilegierte PV-Freiflächenanlagen nicht mehr mit anderen PV-FFA zusammenzufassen, ist zu begrüßen. Die akute Rechtsunsicherheit solcher Fälle kann dadurch verringert werden. Für eine ganzheitliche Lösung sollte der Absatz 2 jedoch vollständig gestrichen werden, da der Absatz 1 bereits klare Kriterien beinhaltet, die eine Umgehung der Ausschreibungspflicht verhindern. Mit der Streichung wird der Zubau überall dort beschleunigt, wo mehrere Vorhaben umgesetzt werden sollen, für die im Rahmen der kommunalen Planungshoheit die Entscheidung für den Zubau getroffen wurde.

Sollte dies politisch nicht umsetzbar sein, sollte die Anlagenzusammenfassung zumindest nur für PV-Anlagen von „verbundenen Unternehmen“ gelten, wie dies bereits im Bereich der Bürgerenergie in § 22b Abs. 5 EEG eingeführt wurde. PV-FFA von Dritten wären damit nicht mehr von der Anlagenzusammenfassung betroffen, während gleichzeitig die Realisierung räumlich zusammenhängender geförderter Anlagen von einem Unternehmen unterbunden wird. Der BSW hat bereits einen detaillierten Vorschlag zur gesetzlichen Umsetzung entwickelt.

Die Kommunen können dabei, wie bereits heute, im Rahmen der Bauleitplanung, selbstständig und auf lokale Gegebenheiten achtend, den Zubau von PV-FFA in der Kommune steuern, wodurch die Akzeptanz gewahrt und eine unkontrollierte „Verspiegelung“ der Landschaft verhindert wird. Lediglich bei baurechtlich privilegierten PV-FFA ist eine Steuerung der Kommune nicht möglich, allerdings handelt es sich dabei vor allem um 200 m breite Verkehrsrandstreifen entlang von zweigleisigen Schienenwegen sowie Autobahnen, wo die Landschaft bereits auf Grund der Verkehrswege technisch überprägt ist.

4.3 Wegenutzungsrecht auch für private Flächen einführen

Für den Netzanschluss von neuen PV-Freiflächenanlagen muss ein Stromkabel von der PV-Freiflächenanlage bis zum zugewiesenen Netzanschlusspunkt gelegt werden. Die Verlegung des Stromkabels liegt in der Verantwortung des PV-Projektierers. Dabei ist in der Regel eine Trassenlänge von mehreren hundert Metern bis einigen Kilometern notwendig, die über eine Vielzahl von verschiedenen Eigentümerflächen führt. Projektierer haben jedoch nicht die gleichen Rechte zur Nutzung von Flächen zur Stromkabelverlegung wie Netzbetreiber, wodurch es in der Praxis hier häufig zu langwierigen Verzögerungen, überhöhten Nutzungsgebühren von Flächeneigentümern und damit verbundenen großen Umwegen kommt.

Der Entschließungsantrag zum Solarpaket I kündigt einen Gesetzentwurf im 1. Halbjahr 2024 zur Beschleunigung von Netzanschlüssen auf privaten land- und forstwirtschaftlichen Flächen an. Dieser liegt jedoch noch nicht vor.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der im Entschließungsantrag angekündigte Gesetzentwurf zur Beschleunigung der Verlegung von Netzanschlusskabeln durch private land- und forstwirtschaftliche Flächen sollte zügig vorgelegt werden.

4.4 Ausbaudeckel für Solarausschreibungen abschaffen – Zubauziele erreichen

Die Ausschreibungsmengen für Solaranlagen des ersten Segments werden nach § 28a Abs. 3 Nr. 2 EEG durch umfangreiche Abzugsmengen reduziert. So wird der gesamte außerhalb der Ausschreibung des 1. Segments realisierte Solarpark-Zubau von diesem Auktionsvolumen abgezogen. Dazu gehören u. a. der vorjährige Zubau kleiner PV-Freiflächenprojekte unter 1 MW, förderfrei errichtete PPA-Anlagen sowie im EU-Ausland bezuschlagte PV-Projekte mit Standort in Deutschland. Des Weiteren werden die Zuschläge des Vorjahrs aus dem Bereich der Innovationsausschreibung (§ 39n EEG) sowie der innovativen Konzepte (§ 39o EEG) abgezogen. Eine parallele Regelung findet sich in § 28b Abs. 3 Nr. 2 EEG für Anlagen des zweiten Segments.

Im EEG besteht damit faktisch eine Deckelung des maximal möglichen Zubaus von Freiflächenanlagen sowie großen Gewerbedächern. Das Ziel der Bundesregierung ist, eine installierte Leistung von 400 GW im Jahr 2040 zu erreichen. Eine Deckelung des jährlichen Zubaus, inklusive der nicht geförderten PPA-Anlagen, steht im Widerspruch zu dem Willen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien möglichst schnell zu steigern, um den Kohleausstieg vorziehen zu können bzw. die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die § 28a Abs. 3 Nr. 2 EEG und § 28b Abs. 3 Nr. 2 EEG sollten ersatzlos gestrichen werden.

Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer, geschaeftsleitung@bsw-solar.de

Benedikt Fischer, Referent Solartechnik & Recht, fischer@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 – 33

Thomas Seltmann, Referent Solartechnik & Speicher, seltmann@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 - 28

Stefan Reschke, Referent Solar- & Bautechnik, reschke@bsw-solar.de, Tel. 030 29 777 88 - 22

Christian Menke, Referent Politik & Solartechnik, menke@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 - 34

Eintrag im Lobbyregister des Deutschen Bundestags: R002438