

Stellungnahme des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V.

zum Gesetzentwurf

**zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur
Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem
Netzausbau sowie zur Verbesserung des
Netzanschlussverfahrens**

Stand: 03.09.2026

Inhalt

1. Zusammenfassung	3
2. Redispatch-Vorbehalt (§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d EnWG-E, § 8 Abs. 4, 6 EEG-E)	4
3. Steuerung von der Erzeugungsanlage an den Netzverknüpfungspunkt verlagern	8
4. Wirkleistungsbegrenzung (§8 Abs. 1 Satz 4-5 EEG-E)	9
5. Baukostenzuschüsse (§ 17 EEG-E)	11
6. Neuregelung der Netzanschlussverfahren (§ 17a, §17b EnWG-E)	12
7. Einspeisenetz (§ 3 Nr. 18 EEG-E, § 8 Abs. 1 EEG-E, § 14d Abs. 4 EnWG-E):.....	13
8. Reservierungsmechanismus (§ 17f EnWG-E)	13
9. Datentransparenz, Informationspflichten und Digitalisierung der Netzanschlussprozesse (§ 17c Abs. 1, Abs. 2, § 17d, § 17e, § 14e EnWG-E)	14
10. Änderungen für Co-Location von Speichern (§ 17 Abs. 2a EnWG-E)	16
11. Recht auf Überbauung.....	18

1. Zusammenfassung

Der BSW-Solar lehnt die Einführung des Instruments „Redispatch-Vorbehalt“, als „entschädigungsfreier Redispatch“ umbenannt, ab. Dieses würde in großen Teilen Deutschlands neuen Solarprojekten die Planbarkeit und Finanzierbarkeit entziehen oder zu erheblichen Risikoaufschlägen führen.

Der Gesetzentwurf sägt an einem tragenden Pfeiler der Energiewende, dem unverzüglich und vorrangigen Anschluss von EE-Anlagen für die Netzenspassgebiete signifikant ein.

Nach dem EEG sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, ihre Netze unverzüglich zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung der Energie zu gewährleisten (vgl. §§ 8 und 12 EEG). Leider ist dieser Ausbau in der Vergangenheit häufig zu langsam erfolgt.

Maßnahmen zur dringend erforderlichen Beschleunigung des Netzausbaus fehlen im Netzpaket hingegen gänzlich. Diese wären neben einer beschleunigten Digitalisierung und Flexibilisierung die wichtigste Maßnahme, um einen Volumen- und Kostenanstieg von Entschädigungszahlungen im Falle temporärer Netzenspässe entgegenzuwirken.

Die geplante Wirkleistungsbegrenzung für Freifläche-Anlagen als zusätzliche Belastung der Erzeugerseite wird vom BSW-Solar ebenfalls kritisiert. Schon ohne diese Regelung machen die Netzbetreiber von der Spitzenkappingsregelung, wonach sie ihre Netze nicht bis zu letzten Kilowattstunde ausbauen müssen, sondern unter Berücksichtigung einer bis zu 3% Abregelung der Erzeugung, kein Gebrauch.

Der BSW-Solar begrüßt, dass mit dem Gesetzentwurf lange erwünschte und schon im Branchendialog 2024-2025 in einem breiten Stakeholder-Dialog erarbeitete Änderungen zur Transparenz und Reservierung knapper Netzanschlusskapazitäten eingeführt werden sollen. Es ist jedoch zu befürchten, dass diese Informationspflichten und Maßnahmen für mehr Transparenz sowie eine beschleunigte Digitalisierung nur unzureichend von den Netzbetreibern umgesetzt werden, da eine angemessene Pönalisierung im Gesetzentwurf fehlt.

Änderungsbedarf am Gesetzesentwurf ergibt auch daraus, dass Besonderheiten der PV-Technologie und -Branche nur unzureichend berücksichtigt wurden. Zudem wurden richtige Ansätze in Richtung Standardisierung und Digitalisierung wie z. B. bei den digitalen Netzanschlussportalen und beim Reservierungsmechanismus nicht konsequent bei allen relevanten Prozessen durchdekliniert.

Auf besondere Kritik in der Solarbranche stoßen geplante Änderungen beim Netzanschlussverfahren, die zur individuellen Ausgestaltung statt Standardisierung bei den Verteilnetzbetreibern führen würden.

Schließlich wird aktuell von der BNetzA eine vollständig neue Netzentgeltsystematik (AgNes) erarbeitet, um neue Instrumente mit Anreizfunktion (geographische Lenkungswirkung, zeitliche Lenkungswirkung und sparsamere Nutzung der Netzanschlusskapazitäten) für Erzeuger und Speicher zu entwickeln, die ab 1.1.2029 greifen muss. Die Einführung mehrerer

Instrumente zum gleichen Zweck droht wiederum Fehlanreize zu generieren und die Projekte gar nicht mehr finanzierbar und realisierbar zu machen.

Zu den geplanten Regelungen des Gesetzentwurfs sowie zu weiteren Maßnahmen, die jetzt umgehend umgesetzt werden sollten, nimmt der BSW-Solar wie folgt Stellung:

2. Redispatch-Vorbehalt

(§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d EnWG-E, § 8 Abs. 4, 6 EEG-E)

Verteilnetzbetreiber können Netzgebiete ab einer netzseitigen Abregelung von insgesamt mehr als 5 Prozent der Wirkleistungserzeugung als „Netzengpassgebiete“ ausweisen. Zur Bemessung wird das vergangene Kalenderjahr herangezogen. Die Ausweisung gilt für Onshore-Wind und Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen, Parkplätze, Agri-PV), „soll“ technologiespezifisch sein, und erfolgt jährlich zum 31. März bei der BNetzA.

In Netzengpassgebieten entfällt für den Netzbetreiber der bisher verpflichtende Netzan-schluss für die oben genannten Erzeugungstechnologie in Netzengpassgebieten. Stattdessen ist der Netzbetreiber nun verpflichtet, dem Anlagenbetreiber „unverzüglich“ einen Vertrag mit einem anteiligen Verzicht auf Redispatch-Entschädigung, in Höhe von bis zu 20% des tatsächlich erzeugten Stroms, anzubieten. Der Vertragsdauer beträgt bis zu 6 Jahre, maximale Dauer einer Ausweisung.

Wenn nach 6 Jahren die Voraussetzungen für die Ausweisung eines Netzengpassgebietes immer noch bestehen (Abregelungsquote > 5%), verlängert sich der anteilige Verzicht auf Redispatch-Entschädigung automatisch und einmalig um 1,5 Jahre. Diese Verlängerungsoption hat jedoch keinerlei einschränkende Wirkung für Betreiber, die während dieses Verlängerungs-zeitraums von 1,5 Jahren ans Netz angeschlossen werden wollen. Für sie gilt wieder der allge-meine Rechtsanspruch auf Netzzanschluss.

Wenn die Abregelungsquote im Mittelwert dreier aufeinanderfolgender Kalenderjahre unter 5% liegt, muss die Ausweisung unverzüglich aufgehoben werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Durch einen Redispatch-Vorbehalt bestünde für EE-Anlagenplaner massive Planungsunsicherheit, da die Netzdaten nicht in einer ausreichenden Qualität, nicht flächendeckend und auch nicht zeitgleich mit der Projektplanung zur Verfügung stehen. Von der Planung und dem Beginn der Projektierung von Freiflächen-Anlagen bis zum Netzzanschlussbegehren vergehen deutlich mehr als ein Jahr. In dieser Zeit wird es eine gravierende Unsicherheit geben, ob der Standort zu einem kapazitätslimitierten Gebiet wird, sodass die Projektierer immer vom Worstcase Szenario ausgehen müssen, wonach 20% des erzeugten Stroms ohne Entschädi-gung abgeregelt werden können.

Zusätzliche Unsicherheit schafft, dass nicht der Zeitpunkt des Netzanschlussbegehrens ausschlaggebend ist, sondern der Zeitpunkt der Ermittlung des Netzanschlusspunktes durch den Netzbetreiber. Durch den Wegfall der Pflicht zum Netzanschluss, gelten für diese Anlagen folglich die Fristen in § 8 EEG nicht mehr. Der Netzbetreiber kann somit durch gezielte Verzögerung bei der Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes ein zusätzliches Risiko für Planer und Projektierer schaffen.

Fällt die Anlage in einen kapazitätslimitierten Bereich, ist eine betriebswirtschaftliche Kalkulation der abgeregelten Mengen nicht möglich. Für Anlagenbetreiber, die unter den Redispatch-Vorbehalt fallen, besteht zudem das Risiko, dass ihre Anlagen immer zuerst abgeregelt werden, da hier ein Teil der abgeregelten Strommengen anders als bei Bestandsanlagen nicht entschädigt werden muss.

Auch die Dauer der Ausweisung ist nicht abschätzbar, bzw. eine frühzeitige Aufhebung sehr unwahrscheinlich, denn die Abregelung müsste dafür unter die 5-Prozent-Schwelle im Mittelwert dreier aufeinanderfolgender Jahren fallen. Zudem muss der Anlagenbetreiber davon ausgehen, dass der Vertrag sich um 1,5 Jahre verlängern wird, da er sonst den Nachweis erbringen müsste, dass der Netzbetreiber für den nicht erfolgten Netzausbau verantwortlich ist.

Damit dürfte ist die Finanzierbarkeit dieser EE-Projekte in bestehenden oder absehbar entstehenden Netzengpassgebieten nicht mehr gegeben und ein Ausbaustopp aller Anlagen in diesen Regionen wahrscheinlich. Auch Grünstromspeicher helfen dabei nicht, die Abregelungen zu reduzieren, da sie, laut vorliegender flexibler Netzanschlussvereinbarungen (verkürzt „FCA“ – für Flexible Connection Agreement) von Netzbetreibern, im Redispatchfall aus nicht nachvollziehbaren Gründen nicht geladen werden dürfen.

Ohne grundlegende Nachbesserungen werden die Regelungen rund um den entschädigungsfreien Redispatch zu einem massiven Marktrückgang bei ebenerdigen Solarparks führen.

Es droht durch den Redispatch-Vorbehalt (entschädigungsfreier Redispatch) ein Ausbaustopp für EE-Anlagen aufgrund von hoher Planungsunsicherheit und erschwerter Finanzierbarkeit. Außerdem werden die Projekte deutlich teurer, was sich in Gebotswerten widerspiegeln wird.

Die Ausweisung von Netzengpassgebiete soll technologiespezifisch erfolgen, was die sinnvolle Kombination von PV-Anlagen in Windregionen und umgekehrt ermöglichen würde. Dennoch bedarf es eine Klarstellung, dass die Berechnung getrennt für die jeweiligen Technologie durchzuführen ist und dass die Netzbetreiber ein Netzengpassgebiet nur für eine bestimmte Technologie ausweisen darf. Sonst könnten Netzbetreiber hier leicht von der Regelung abweichen, bspw. wenn sich der Aufwand dafür für sie als zu hoch erweist.

Auf der anderen Seite bleiben die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, in diesen Regionen das Netz vollständig auszubauen. Sind die 6 Jahre für die Ausweisung als kapazitätslimitiert ausgelaufen, wird somit sofort wieder ein Ansturm auf dieses Regionen beginnen. Dauerhaft wird somit kein Netzausbau vermieden.

Sinnvoller wäre es, den Redispatchbedarf durch intelligente Anreize und durch eine vorausschauende regionale Lenkungswirkung marktlich im Rahmen der neuen Netzentgeltsystematik (AgNes) zu verringern. Wiederum droht bei der Einführung mehrerer Instrumente zum

gleichen Zweck, der Entlastung von Netzengpässen, Fehlanreize zu schaffen und das Gegenteil zu erreichen.

Statt intelligente marktliche Steuerungsinstrumente zur Verringerung von Redispatch-Kosten, zur Vermeidung unnötigen Netzausbaus und für mehr Netzeffizienz zu wählen, wird der Netzanschluss durch den Gesetzentwurf stark beschränkt.

Anders als im Stromspitzengesetz, mit dem eingeführt wurde, dass während negativer Börsenstrompreise die EEG-Förderung auf null gesetzt wird. Dies führt bei zu hoher Solareinspeisung bereits heute zu einer signifikanten marktlichen Begrenzung der Solareinspeisung. Laut Fraunhofer ISE betrugen im Zeitraum Januar bis September 2025 die marktlichen Abregelungen bereits die Hälfte der gesamten abgeregelten Menge (marktlich und netzseitig).

Der BSW-Solar verweist zusätzlich darauf, dass nach Gutachten der Kanzlei Raue¹ ein entschädigungsfreier Redispatch europarechtswidrig ist. Hervorzuheben ist, dass ein Wegfall oder Reduzierung der Redispatch-Entschädigung nur dann erlaubt ist, wenn der Anlagenbetreiber eine andere Option zum Netzanschluss vorliegt. Letzteres ist hier nicht der Fall: an den Standort gibt es für den Anschluss nur die Möglichkeit, einen Vertrag mit anteiligem Verzicht auf Redispatch-Entschädigung abzuschließen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Redispatch-Vorbehalt muss grundlegend überarbeiten werden.

- **Vor der Ausweisung eines Netzengpassgebietes müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein, um nachzuweisen, dass alle notwendigen Netzoptimierungsmaßnahmen bereits durchgeführt wurden:**
 - **Digitalisierung:** Das Hoch- und Mittelspannungsnetz muss **vollständig digitalisiert** u. in Echtzeit überwacht werden
 - **Batteriespeicherausschreibung:** In Netzengpassgebieten muss ein **beschleunigter Zubau von Batteriespeichern** ermöglicht werden: Anknüpfend an die bestehende Regelung in § 11a EnWG müssen **Verteilnetzbetreiber netzdienliche Speicher ausschreiben**, sofern sie ein kapazitätslimitiertes Gebiet ausweisen wollen. Solarspitzen in Netzengpassgebieten können somit zwischengespeichert und für das Energiesystem nutzbar gemacht werden
 - **Anlage am Netzverknüpfungspunkt abregeln:** Im Redispatchfall dürfen Zwischenspeicherung und lokaler Verbrauch nicht länger unterbunden werden. Der Betreiber soll das Recht haben, dass die Anlage am Netzverknüpfungspunkt abregelt wird (Änderung des Bezugspunktes der Abregelung in § 13 Abs. 1 & § 13a Abs.1 EnWG).

¹ [Raue-Gutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit eines Redispatchvorbehalts - Raue Rechtsanwälte](#)

- Es liegt ein **Netzausbauplan mit konkreten Maßnahmen** in dem auszuweisenden Netzgebiet vor, der zeitlich aber erst in mehr als 3 Jahren wirksam wird
- **Ein Netzengpassgebiet kann unter folgenden Vorgaben ausgewiesen werden:**
 - Betrachtet werden die **gemittelten Redispatchmengen der letzten drei Jahre** und nicht nur eines Jahres (KabE), um zu verhindern, dass einzelne Extremwetterjahre zu einer sonst unbegründeten Ausweisung führen.
 - **Die Redispatch Abregelungsmenge liegt bei über 15 % der Erzeugung** (KabE 5%) und muss getrennt nach Technologie (Wind / PV-Freiflächenanlagen) berechnet werden (KabE: "soll"-Regelung)
 - **Ausweisung für maximal 4 Jahre** (KabE: 7,5 Jahre) und muss **ausschließlich für eine der zwei Technologien (Wind oder Solar) erfolgen** (KabE: unklar)
 - **Eine wiederholte Ausweisung eines Netzengpassgebiets darf erst 4 Jahre nach Aufhebung erfolgen** (KabE: Sofort)
 - **Verzicht auf Entschädigung für bis zu 10% der gemessenen Einspeisung** (KabE: 20% der gesamten im Jahr erzeugten Strommenge)
- **Neue Solarparks in Netzengpassgebieten nicht verhindern, sondern unter Speicher-Auflage ermöglichen → Betreibern zwei Alternativoptionen einräumen:**
 - 4 Jahre Verzicht auf bis zu 10 % der gemessenen Einspeisung für PV-Anlagen des 1. Segments,

alternativ kann Projektierer nachweisen:

- PV-Freifläche + Co-Located Batteriespeicher mit 40% der installierten PV-Leistung und 3 h Speicherkapazität.

Diese zweite Option ist für die Finanzierung wichtig, da er bei Option 1 zwar auch einen Speicher nutzen kann, er aber in der Finanzierung zusätzlich immer noch mit dem maximalen Redispatchverzicht rechnen muss. Eine belastbare Kalkulation zur Vermeidung des Redispatches durch einen Speicher ist im aktuellen Redispatch 2.0 Regime derzeit nicht möglich.

- **Vertrauensschutz: Alle Anlagen mit einem Zuschlag aus einer Ausschreibung vor der Ausweisung eines Netzengpassgebietes und alle anderen Anlagen (z.B. PPA), die einen abgeschlossenen Vertrag mit einem Stromabnehmer haben, wonach die Anlage bis zum 31. Dezember 2029 Strom liefern muss, fallen nicht unter den Redispatchverzicht nach §8 Abs. 4.**

- **Ferner sollten folgende Klarstellungen im Sinne der Intention des Gesetzgebers auch im Gesetzestext hinreichend erfolgen, so am Redispatch-Vorbehalt festgehalten wird:**

- **Berechnungsgrundlage**

Bei der Berechnung sind Energiemengen, die im Rahmen der Redispatchmaßnahmen für Windenergieanlagen und Solaranlagen des ersten Segments in den vorherigen jeweiligen Kalenderjahren abgeregelt wurden, getrennt aufzusummieren und durch die Summe der durch die selben Anlagen ins öffentliche Netzeingespeisten Energiemengen zu teilen.

- **Ausweisung**

Die Ausweisung gilt nur für Windanlagen an Land oder Solaranlagen des ersten Segments.

- **Anschluss in Netzengpassgebieten von Wind- und Solaranlagen des 1. Segments (§8 Abs. 4 EEG-E)**

Weitere Anlagen sind von dem Verzicht nicht betroffen.

Der Anteilige Verzicht soll sich auf die ins öffentliche Netz eingespeiste Energiemenge der jeweiligen Anlage beziehen.

Siehe Formulierungsvorschlag (§ 14 EnWG-E 1c § 34 MsbG, § 13a Absatz 1 EnWG-E)

3. Steuerung von der Erzeugungsanlage an den Netzverknüpfungspunkt verlagern

Der lokale Selbstverbrauch muss vollständig geschützt werden und die sinnvolle Zwischenspeicherung in Batterien muss ermöglicht werden. Hierfür muss die Steuerung beim Redispatch am Netzverknüpfungspunkt greifen und nicht wie aktuell an der Erzeugungsanlage.

Dann könnten die Anlagenbetreiber den Strom im absehbaren Engpassfall (Mittagsspitze) anstatt abzuregeln zwischenspeichern oder selbst verbrauchen und damit auch die finanzielle Entschädigung für Redispatch deutlich reduzieren.

Für neue Anlagen mit einem virtuellen Summenzähler sollte es die Möglichkeit geben, die Steuerung an der Anlage beizubehalten.

Zusätzlich muss der „Redispatch 2.0“-Prozess dringend überarbeitet werden. Mangels Digitalisierung und Überwachung der Netze steuern die Verteilnetzbetreiber präventiv und es kommt dadurch zu unnötig hohen Abregelungsmengen.

Neben der Steuerung am Netzverknüpfungspunkt muss die finanzielle Entschädigung beim Einsatz von Batteriespeichern im Rahmen des Redispatch sowohl für Bezug wie für Einspeisung neu, umfassend und für beide Energieflussrichtungen geregelt werden. Diese bisher fehlende Regelung führt dazu, dass im Redispatchfall vom Netzbetreiber die Batterieladung

unterbunden wird und die Erzeugung abgeregelt wird. Auch dadurch steigen Redispatch-Mengen und -Kosten unnötig an.

→ BSW-EMPFEHLUNG

- **Im „Redispatch 2.0“-Prozess muss der Bezugspunkt der Steuerung wieder an den Netzverknüpfungspunkt verlegt werden.**
Hierfür muss in § 13 a Abs.1, §13 Abs.1 und in §14 Abs.1c EnWG und §34 Abs. 1 MsbG der Begriff Wirkleistungserzeugung durch den Begriff Wirkleistungseinspeisung ersetzt werden, wie es bis 2019 bereits galt.
- **Es sollte klargestellt werden, dass Nulleinspeiseanlagen in Redispatch nicht einzubinden sind.** Hierfür muss in §13a Abs. 1 EnWG den Nebensatz „*die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen,*“ nach den Wörtern „100 Kilowatt“ eingefügt werden.
- **Die Beladung der Batteriespeicher im Fall von Redispatch muss ermöglicht werden.** Der finanzielle Ausgleich insbesondere für Batteriespeicher muss durch die Bundesnetzagentur dringend neu geregelt werden und ein passendes Messkonzept für Co-Located Speicher angeboten werden. Es könnten hierfür pauschale Entschädigungszahlungen gewählt werden, die sich beispielsweise am mittleren Marktwert zu Hochlastzeiten orientieren. Siehe auch den BSW-Formulierungsvorschlag.

4. Wirkleistungsbegrenzung (§8 Abs. 1 Satz 4-5 EEG-E)

Ab 2027 soll es für Solaranlagen des ersten Segments und Windanlagen nur noch einen Anspruch auf Netzanschluss geben, wenn eine technische Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt vorgenommen wird. Für Solaranlagen des ersten Segments entspricht diese Begrenzung maximal 70 Prozent der installierten Photovoltaikleistung und für Windanlagen einem Verhältnis Generatorleistung zur Rotorfläche von maximal 280 W/m² entspricht.

Wenn mehrere Anlagen einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt nutzen (Überbauung), ist die Wirkleistungsbegrenzung bezogen auf die einzelnen Anlagen und in der Summe der Anlagen unklar geregelt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Eine Wirkleistungsbegrenzung bundesweit – nicht nur in Netzengpassgebieten – würde die Erlösmöglichkeiten zusätzlich einschränken. Schon heute reduzieren mehrere Faktoren die Solarspitzen der Freifläche-Anlagen, nämlich die marktliche Abregelung in Zeiten von negativen Strompreisen und die Beladung der Grünstromspeicher hinter dem Netzanschlusspunkt. Eine zusätzliche Pflicht zur Begrenzung braucht es in diesem Sinn nicht.

Hoch problematisch ist auch der Mangel an Übergangsfristen. Die Pflicht soll nach dem KabE bereits für Solarparks gelten, die sich ab dem 01.01.2027 ans Netz anschließen. Dieses umfasst PV-Anlagen, die sich bereits in der Planung und ggf. sich in fortgeschrittene Stadien befinden, bspw. schon einen Zuschlag im Rahmen einer Ausschreibung bis hin zu einer Netzanschlusszusage bekommen haben, oder sogar in Bau sind und sich kurz vor der Inbetriebnahme befinden. Alle diese Anlagen sind davon betroffen. Insgesamt schätzen wir dieses Volumen auf über 10 GW. **Ohne die Einführung einer zumindest 36 Monate-Übergangsfrist dürften viele Projekte platzen und einige Projektierer sogar die wirtschaftliche Existenz verlieren. Hier liegt ein eklatanter Verstoß gegen den Vertrauensschutz von Investoren vor, der Klagen zur Folge haben dürfte.**

Zudem erhöht die Wirkleistungsbegrenzung die Komplexität im Fall einer Überbauung, insbesondere wenn mehrere Technologien hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt angeschlossen sind. Die Wirkleistungsbegrenzung im Fall einer Überbauung ist im Gesetzentwurf unklar formuliert. Damit drohen Fehlanreize und Einschränkungen für Anlagenbetreiber, die einen Netzverknüpfungspunkt teilen wollen (§8 Abs. 1 Satz 5). Wenn zwei Anlagen sich einen Netzverknüpfungspunkt teilen, haben sie einen gemeinsamen Anspruch auf Netzanschluss bis zu 70% der Summe der installierten Leistungen. Statt neuer nicht zielführender Pflichten für Anlagenbetreiber müssen die Verteilnetzbetreiber endlich von der Spitzenkappingsregelung (§11 Abs. 2 EnWG) Gebrauch machen.

Demnach dürfen Netzbetreiber ihre Netze unter Berücksichtigung einer bis zu 3prozentigen Abregelung der Erzeugung dimensionieren. Laut BNetzA-Bericht über die Auslastung und den Betrieb des Verteilernetzes² wandten 2025 nur 6 von den 82 größten Verteilernetzbetreibern (mehr als 100.000 Kunden) die Spitzenkappung in ihrer Netzplanung an. Flächendeckend angewendet könnte diese Maßnahme jedoch die Netzausbaukosten um bis zu 40 Prozent³ senken. Zudem empfehlen wir die Spitzenkappung von 3 auf 5 Prozent zu erhöhen, was die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der Europäischen Union (Art. 13 EU-Verordnung 2019/943) ab einem Anteil der Stromerzeugung aus EE- und KWK-Anlagen von mindestens 50 Prozent am jährlichen Bruttoendstromverbrauch erlaubt. Zusammengefasst drängt das BSW-Solar auf die folgenden Nachbesserungen:

- **Die bundesweite Wirkleistungsbegrenzung sollte nicht eingeführt werden.** Sinnvoller als die Einspeisebegrenzung ist der von der BNetzA geplante Kapazitätspreis.
- **Vertrauensschutz:** Eine Übergangsfrist von mindestens 36 Monaten ab Inkrafttreten für alle neuen Einschränkungen muss gewährleistet werden. Mindestens müssen alle Projekte, die einen Zuschlag in einem Gebotstermin vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes bekommen haben, von der Regelung ausgenommen werden.

² Zustand und Ausbau 2024, Auslastung und Betrieb des Verteilernetzes, Smard: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/217828/auslastung-und-betrieb-des-verteilernetzes>

³ „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie) im Auftrag des BMWI, Sep. 2024, [Forschungsprojekt Nr. 44/12](#)

- **Die Steuerung der Erzeugungsanlagen im Rahmen von Redispatch muss am Netzanschlusspunkt stattfinden.**
- Die Regelung für den Fall mehrerer Anlagenbetreiber hinter einem Netzanschlusspunkt soll lauten: Wenn die Summe der installierten Leistung der wirkleistungsbegrenzten Anlagen zur Anschlussleistung geringer als 70% ist, gilt die Regelung für eingehalten und das für alle dieser Anlagen.
- Die Spitzenkappingsregelung nach §11 Abs. (2) EnWG gemäß der Möglichkeit im EU-Recht von 3 auf 5 Prozent erweitern und die Netzbetreiber zu deren Anwendung verpflichten. In §11 Abs. 2 Satz 1 EnWG sollte hierfür der Begriff „können“ mit „müssen“ und die Zahl „3“ mit „5“ ersetzt werden.

Siehe Formulierungsvorschlag für eine Übergangsfrist (§ 100 EEG-E Abs. 48) und die Steuerung am Netzanschlusspunkt (§ 14 EnWG-E 1c § 34 MsbG, § 13a Absatz 1 EnWG-E)

5. Baukostenzuschüsse (§ 17 EEG-E)

Netzbetreiber dürfen einen BKZ nur dann erheben, wenn die BNetzA es durch Festlegung vorgibt, und müssen sich nach der Festlegung orientieren. Die BNetzA wird zudem aufgefordert, dass eine Erhöhung des EEG-Finanzierungsbedarfs durch die Ausgestaltung von BKZ und Netzentgelten vermieden wird. Diese Aufforderung ist nicht bindend, aber Absicht erklärend. Wie bereits oben ausgeführt steht der BSW-Solar diesem Instrument vergleichsweise positiv gegenüber, vorausgesetzt BKZ werden angemessen ausgestaltet und nicht zusätzlich zum Redispatch-Vorbehalt sondern an ihrer Stelle installiert.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Wie bereits in seiner Stellungnahme⁴ im Rahmen des AgNes-Prozesses genannt, hält der BSW-Solar anstelle des Redispatch-Vorbehalts einen gut ausdifferenzierten Baukostenzuschuss (BKZ) für ein geeigneteres Lenkungsinstrument. Dabei muss dieser bundeseinheitlich ausgestaltet sein, die Kosten müssen die Netzengpasskosten der Regionen widerspiegeln und er muss für die Einspeise- und Bezugsleistung am Netzverknüpfungspunkt gemeinsam gelten, statt für die Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung separat und mehrfach. Auch sind dort einige Sondertatbestände genannt, die bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden sollten. Ein BKZ soll als einheitliches, regional- und technologiedifferenziertes Instrument die Lenkungswirkung erzielen.

⁴[20260327 BSW Stellungnahme BNetzA Einspeisenetzentgelte](#)

6. Neuregelung der Netzanschlussverfahren (§ 17a, §17b EnWG-E)

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sollen gemeinsam neue einheitliche Netzanschlussverfahren für Verbraucher und Speicher entwickeln und als Ersatz zum „Windhundprinzip“ festlegen. Diese müssen bis 1. Januar 2027 bei der Bundesnetzagentur vorliegen. Dabei besteht die Möglichkeit zur Priorisierung aller Netzanschlussbegehren (Erzeugungs-, Energiespeicher und Verbraucheranlagen) nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien.

Bei unzureichenden Netzkapazität dürfen die ÜNB den Anschluss von einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig machen, soweit die Bundesnetzagentur der Begrenzung der Anschlussleistung zugestimmt hat. Eine weitere Ausnahme ist, dass der Anschlussnehmer den notwendigen Netzausbau zahlt.

Auch Verteilnetzbetreiber (VNB) dürfen diese Priorisierungskriterien übernehmen und können zusätzlich die Regionalszenarien berücksichtigen (§ 17b Abs. 2 EnWG-E).

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt für die Übertragungsnetze die Einführung eines einheitlichen transparenten und effizienten Verfahrens für den diskriminierungsfreien Netzanschluss.

Allerdings sollte ein Verweis auf §8 EEG erfolgen, der klarstellt, dass §17a nicht §8 EEG einschränkt.

Die Übertragung dieses Verfahrens auf die sehr viel heterogenere Landschaft der VNB ohne weitere Einschränkungen halten wir für nicht angebracht. Auch ist der Aufwand für eine transparente und diskriminierungsfreie Priorisierung deutlich höher als für das heutige Windhundprinzip. Eine davon abweichende Priorisierung bei Verteilnetzbetreibern sollte daher erst für Anlagen mit einer Anschlussleistung größer 10 MW zulässig sein.

Die VNB sollten die Grundsätze der Priorisierung nur übernehmen dürfen, wenn sie gemeinsam ein einheitliches Verfahren definiert haben, dieses mit der EE-Branche konsultiert wurde und von der Bundesnetzagentur genehmigt worden ist. Dabei sollten die Regionalszenarien der Netzausbaupläne nicht als Kriterien miteinbezogen werden, da sie anders als die Netzentwicklungspläne der ÜNB weder konsultiert noch von der BNetzA genehmigt werden.

Langfristig ist die Regionalisierung der gesetzlichen Zielvorgaben unverzichtbar, um darauf basierend effizientere Netzanschlussverfahren und Reservierungsmechanismus zu definieren. Deshalb muss die Erstellung der Regionalszenarien der Netzausbaupläne künftig mit der EE-Branche und den Netzbetreibern gemeinsam konsultiert werden. Daraus ergeben sich folgende Handlungsempfehlungen:

- Die einbezogenen Kriterien für eine Priorisierung in §17b dürfen nicht in Widerspruch mit dem EE-Vorrang in §8 EEG kommen. Um rechtliche Risiken zu vermeiden, könnte diese Formulierung im §17b eingefügt werden: „Die Regelungen zu Netzanschluss und -zugang in § 8 und §11 EEG bleiben von dieser Regelung unberührt.“

- Ein Priorisierungsverfahren bei Verteilnetzbetreibern muss für alle Verteilnetzbetreiber einheitliche Kriterien schaffen, mit der Branche konsultiert und von der BNetzA genehmigt werden. Auch sollte es erst ab einer Netzanschlussleistung über 10 MW angewendet werden.
- Die Formulierung könnte in §17b Abs. 2 Satz 1 lauten: „*Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind berechtigt, die von der Bundesnetzagentur bestätigten Grundsätze zur Priorisierung **in einem einheitlich entwickelten Prozess und unter Einbindung der Branche für** von Netzanschlussbegehren entsprechend in ihrem Netzgebiet **für Anlagen größer 10 MW** anzuwenden. Ergänzend zu den Kriterien nach Absatz 1 Satz 3 sind die ~~Angaben und Annahmen der nach § 14d Absatz 3 erstellten Regionalszenarien sowie die~~ Bedarfe vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze als Kriterien zulässig. Die Anwendung nach Satz 1 und 2 ist der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen **und genehmigen zu lassen** und auf der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e sowie auf der jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen.*“

7. Einspeisenetz

(§ 3 Nr. 18 EEG-E, § 8 Abs. 1 EEG-E, § 14d Abs. 4 EnWG-E)

Im EEG werden erstmals Einspeisenetze eigenständig definiert. Diese werden hauptsächlich für den Anschluss von EE-Anlagen errichtet. Die VNB dürfen dabei nicht nur gestellte Netzanschlussbegehren, sondern auch erwartete Anschlüsse in der Planung berücksichtigen. Durch die anteilige Anrechnung der Investitionskosten an die jeweils beantragte Anschlusskapazität könnte der Anschluss an ein Einspeisenetz zum wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt eine verstärkte vorausschauende Planung von Netzbetriebsmitteln für die Einspeisung der EE-Anlagen als Teil der Netzausbaupläne, mit dem Ziel eines kostenoptimierten und mit dem EE-Ausbau harmonisierten Netzausbau.

Der BSW-Solar empfiehlt, die gemeinsame von Verteilnetzbetreibern und der EE-Branche konsultierte Entwicklung von regionalen Szenarien, woraus eine sinnvolle Verlegung von Einspeisenetzen abgeleitet werden kann.

8. Reservierungsmechanismus (§ 17f EnWG-E)

Die Verteilnetzbetreiber sollen einen gemeinsamen Reservierungsmechanismus mit optionaler Gebühr einführen, der ab einer Nennleistung von 135 kW und ab der Umspannebene von

Nieder- zu Mittelspannung greifen soll. Besonderes Augenmerk soll dabei der Projektfortschritt bekommen. Die Vorgaben müssen von der Bundesnetzagentur genehmigt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt die Einführung eines Reservierungsmechanismus. Damit kann eine schnellere Nutzung der Netzkapazitäten erzielt werden. Dabei darf die Reservierung nur für neue Netzanschlüsse greifen und sollte neue Gebäude-Photovoltaikanlagen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten nicht betreffen. Daher wäre eine höhere Leistungsschwelle von einem MW sinnvoll. Zudem sollten die Vorgaben für einen Reservierungsmechanismus genauer gesetzlich geregelt werden.

Die EE-Branche hat bereits 2024 einen Reservierungsmechanismus basierend auf Projektfortschritt erarbeitet und im Juni 2025 sehr konkrete Handlungsempfehlungen mit Härtefallregelungen und detaillierten Meilensteinen sowie Reservierungsfristen je Technologie veröffentlicht.⁵

Es sollte daher nicht allein den Netzbetreibern überlassen werden, diese Kriterien zu erarbeiten, sondern die Branche muss hier mit eingebunden werden. Ein Reservierungsmechanismus ist für beide Anlagenbetreiber und Netzbetreiber mit einem zusätzlichen bürokratischen Aufwand verbunden. Konkret fordert der BSW-Solar die Einführung eines Reservierungsmechanismus erst ab 1 MW, statt der 135 kW.

Der BSW-Solar spricht sich gegen die Einführung einer Gebühr aus. Die Ernsthaftigkeit soll allein durch die erforderlichen Unterlagen ausreichend bestätigt werden. Zudem erhöht eine Gebühr die Einstiegshürden für kleine Akteure und Projektentwickler. Zusammengefasst empfiehlt der BSW-Solar insbesondere bei folgenden Punkten Nachbesserungsbedarf:

- Die Einführung eines Reservierungsmechanismus soll erst ab 1 MW greifen.
- Für die Reservierung darf keine Gebühr verlangt werden.
- Die EE-Branche muss konsultiert werden und wichtige Rahmenpunkte müssen gesetzlich geregelt sein.

9. Datentransparenz, Informationspflichten und Digitalisierung der Netzanschlussprozesse (§ 17c Abs. 1, Abs. 2, § 17d, § 17e, § 14e EnWG-E)

Die Verteilnetzbetreiber sollen für die Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung sowie für die Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung verpflichtet

⁵ https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Pressemitteilungen/2025/2025_06_19_Handlungsempfehlungen_ResMech_final.pdf

werden, die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten sowohl einspeise- als auch lastseitig auf ihrer jeweiligen Internetseite auf einer geografischen Karte zu veröffentlichen und die Veröffentlichung monatlich zu aktualisieren.

Die Verteilnetzbetreiber sollen verpflichtet werden, ab Anfang 2028 unverbindliche Netzan schlussauskünfte für alle Anlagen (Erzeugung, Verbrauch, Speicher) von mindestens 135 kW über die VNB-Portale zu ermöglichen. Die Auskunft ist für Netzanschlüsse an einem Orts- netztrafo (Netzebene 6) bis hin zu Umspannwerken (Netzebene 4) zu erteilen.

Die Netzbetreiber sollen verpflichtet werden, innerhalb von drei Monaten Informationen zum Status und zur weiteren Bearbeitung der Netzanschlussbegehren zu übermitteln (Erzeuger, Verbraucher, Speicher). Die bestehenden, spezielleren Regelungen für den Anschluss von EE- Anlagen (vgl. § 8 EEG) haben jedoch Vorrang.

Die Netzbetreiber werden verpflichtet, ab Anfang 2028 sämtliche Kommunikationsprozesse von der Einreichung des Netzanschlussbegehrens bis zur Inbetriebnahme für alle Arten von Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) vollständig über ein digitales Netzanschlussportal zu ermöglichen. Die VNB werden dabei dazu verpflichtet, die Netzanschlussportale zu verein- heitlichen.

Das Internetportal nach § 14e EnWG soll für alle Technologien (Erzeuger, Verbraucher, Spei- cher) erweitert werden. So können laut Gesetzesbegründung alle Netzanschlussbegehrenden über die gemeinsame Internetplattform auf die Seite des zuständigen Verteilernetzbetreibers gelangen, um dort den Netzanschlussprozess über ein digitales Netzanschlussportal durch- zuführen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt ausdrücklich diese Maßnahmen, die Standardisierung und Digitalisie- rung zu fördern und eine bessere Information für die Anschlusspetenten zu ermöglichen. Auch die Übernahme der im Branchendialog „Beschleunigung von Netzanschlüssen“ diskutierten Vorschläge zur unverbindlichen Netzan schlussauskunft (§17c EnWG-E) wird begrüßt.

Allerdings fordert der BSW-Solar bereits seit längerem eine Vereinheitlichung der verwen- deten Tools und Prozesse der Netzbetreiber, was für den § 17c Abs. 1 EnWG-E bisher fehlt. Die VNB sollen zumindest gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorga- ben hierfür entwickeln, die durch die BNetzA genehmigungspflichtig werden.

Die unverbindliche Netzan schlussauskunft sollte über die gemeinsame Internetplattform nach § 14e EnWG zu finden sein. Ist die angefragte Nennleistung nicht möglich, muss angege- ben werden, auf welche Leistung und für welchen Zeitraum eine realisierbare Einspeiselei- stung begrenzt werden muss.

Da immer häufiger auch Anschlussbegehren für die Hochspannung notwendig werden, emp- fehlt der BSW-Solar zudem, sowohl die Hochspannung als auch die Umspannebene Höchst- spannung und Hochspannung in die Neuregelung zur unverbindlichen Netzan schlussauskunft (§ 17c Abs. 2 EnWG-E) aufzunehmen. Auch für Anlagen ab 30 kW sollte dies nutzbar sein. Zu- sätzlich ist der bereits geplante Netzausbau in der Berechnung der verfügbaren Kapazitäten (§

17c Abs. 1 EnWG-E) und der unverbindlichen Netzanschlusssaukunft (§ 17c Abs. 2 EnWG-E) unbedingt zu berücksichtigen.

Der BSW-Solar begrüßt die Maßnahme, klarere Regeln und Informationspflichten an die Netzbetreiber für Netzanschlussbegehren von Verbrauchern und Graustromspeichern zu richten (§ 17d EnWG-E). Dennoch sind die Informationspflichten schwach im Vergleich zu denjenigen in der KraftNAV (für Erzeuger ab 100 MW) und in §8 EEG (für EE-Anlagen). Auch die notwendige Erweiterung des gemeinsamen Internetportals der Verteilnetzbetreiber (§ 14e Abs. 2 EnWG) auf alle Anlagentypen (Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Energiespeicheranlagen) sowie alle Spannungsebenen des Elektrizitätsverteilernetzes ist positiv.

Aus der Vergangenheit ist bekannt, dass die Netzbetreiber bereits häufiger gesetzliche Auflagen nicht erfüllt haben. Der BSW-Solar empfiehlt daher alle Maßnahmen mit Pönalen bei Nicht-Einhaltung zu belegen. Zusammengefasst hier die konkreten Handlungsempfehlungen:

- Systematische Vereinheitlichung der verwendeten Tools und Prozesse der Netzbetreiber
- Erweiterte Nutzung der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e EnWG
- Den geplanten Netzausbau in der Berechnung der verfügbaren Kapazitäten (§ 17c Abs. 1 EnWG-E) und der unverbindlichen Netzanschlusssaukunft (§ 17c Abs. 2 EnWG-E) berücksichtigen.
- Informationspflichten bei Netzanschlussbegehren von Batteriespeichern stärken.
- Die gesetzlichen Regelungen um Pönale bei Nicht-Einhaltung der Vorgaben ergänzen.

10. Änderungen für Co-Location von Speichern (§ 17 Abs. 2a EnWG-E)

Bereits im geltenden EnWG werden Energiespeicher mit Bezugsleistung aus dem Netz („Graustromspeicher“) so gestellt, dass EE-Anlagen und KWK-Anlagen ihnen gegenüber nicht vorrangig angeschlossen werden. Erweitert wird die Regelung nun um einen Vorrang für Speicher, die einen Netzanschlusspunkt mit anderen Anlagen teilen (sogenannte „Co-Location“). Sofern diese am Netzverknüpfungspunkt keine zusätzliche Entnahme- oder Einspeiseleistung beanspruchen, darf der Netzbetreiber den Anschluss nicht mehr mit mangelnder Netzkapazität ablehnen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Regelung ist zu begrüßen, greift aber zu kurz. Zum einem sollte sie nicht nur bei bestehenden Netzverknüpfungspunkten gelten, sondern auch für neue EE-Erzeugungsanlagen in Kombination mit Co-Location Speichern.

In beiden Fällen muss zwischen den folgenden Arten von Speicher in Co-Location unterschieden werden:

- Reine Grünstromspeicher, die per Definition nicht aus dem Netz beziehen (laden) und die Einspeiseleistung nicht erhöhen, dürfen nicht mehr von den Netzbetreibern abgelehnt werden. Hier muss der §8 EEG konkretisiert werden, damit die Anschlussverpflichtung von Speichern wie in §17 Abs. 2a EnWG-E neu geregelt, auch für Grünstromspeicher wirksam wird. Die Grünstromspeicher ermöglichen die Speicherung von Solarspitzen, die marktlich oder netzseitig abgeregelt werden, und verschieben die Einspeisung in die Abendstunden.
- Co-Located Multi-Use-Speicher, die sich die Einspeiseleistung mit der EE-Anlagen teilen, aber außerdem Strom aus dem Netz beziehen (Bezugskapazität). Bei solchen Speichern sollte der Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, eine zumutbare Mindestbezugsleistung anzubieten. Vorgeschlagen wird, eine Vermutungsregelung zu ergänzen, dass mindestens 50 Prozent der Einspeiseleistung als zumutbare Bezugsleistung zur Verfügung zu stellen ist. Weist der Netzbetreiber nach, dass dies aus netztechnischen Gründen nicht möglich ist, muss er eine andere zumutbare Bezugsleistung im Rahmen eines FCA anbieten, was zu befristen ist, bis der Netzbetreiber die höhere Bezugsleistung realisiert hat, maximal 5 Jahre. Somit könnten diese Speicheranlagen in Kombination mit PV-Anlagen auch im Winter einen systemischen Beitrag leisten. Auch für einen zukünftigen Einsatz der Großbatteriespeicher anstatt des Hochfahrens von Kraftwerken (Aufwärts-Redispatch Volumen) oder im Rahmen eines kurativen Redispatches (vgl. Entwurf 2026 des Netzentwicklungsplans), was die Redispatch-Kosten stark reduzieren könnte, muss den Batteriespeichern eine Bezugskapazität gesichert werden. Auf diese Weise wird auch Netzkapazität effizienter genutzt, nämlich nicht nur in Einspeise- sondern auch in Bezugsrichtung.

Darüber hinaus darf der Verweis auf die Notwendigkeit einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nicht dazu führen, dass diese missbräuchlich zur Beschränkung des Speichereinsatzes genutzt wird. Zusammengefasst empfiehlt der BSW-Solar folgende Handlungsempfehlungen:

- Folgende Wörter soll gestrichen werden: *„unter Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“*, damit die Umsetzung der Regelung nicht von der Zustimmung der jeweiligen Netzbetreiber abhängig gemacht wird.
- In der Gesetzgebung zur Regelung soll zudem der folgende Punkt klargestellt werden: *„Wird ein Batteriespeicher am gleichen Netzverknüpfungspunkt errichtet, ohne dass die bestehende netzirksame Maximalleistung verändert wird, können dem begehrten Anschluss seitens des Netzbetreibers im Rahmen der Netzanschlussprüfung keine bestehenden oder erwarteten Kapazitätsmängel entgegengehalten werden.“*
- Grünstromspeicher, die die Einspeiseleistung eines bestehenden Netzanschlusspunktes nicht erhöhen, müssen unverzüglich angeschlossen werden können (Präzisierung im §8 EEG notwendig).
- Für Co-Located-Multi-Use-Speicher, die sich die Einspeiseleistung mit der EE-Anlage teilen und eine Bezugskapazität beantragen, muss der Netzbetreiber eine zumutbare

Bezugsleistung bereitstellen. Vermutet wird, dass 50 Prozent der Einspeiseleistung zumutbar sind. Weist der Netzbetreiber netztechnische Limitierungen nach, darf er befristet eine geringere Bezugsleistung bereitstellen.

11. Recht auf Überbauung

Ein Recht auf Überbauung (Anschluss mehrerer Anlagen hinter einem Netzverknüpfungspunkt) für EE-Anlagen wird eingeführt, sofern die Mitnutzung des Netzverknüpfungspunkts dessen bisherige oder geplante Einspeise- und Bezugskapazität nicht erhöht. Zudem kann die BNetzA Vorgaben für die Bedingungen des Netzanschlusses unter einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung („fNAV“ oder „FCA“) machen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Ein Recht auf Überbauung ist wichtig, greift aber zu kurz, um die damit verbundenen Einsparpotenziale beim Netzausbau in relevantem Umfang heben zu können. Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, dem Anschlussbegehrenden eine flexible Netzanschlussvereinbarung (FCA) anzubieten. Die flexible Netzanschlussvereinbarung muss dem Anschlussnehmer einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb der Anlage ermöglichen.

Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar) - Lobby-Register des Bundestages: R 002438

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

Martin Rothert, Koordinator Netz- und Elektrotechnik, rothert@bsw-solar.de,
Tel. 030 2977788-41

Marine Joos, Referentin Netzfragen, joos@bsw-solar.de,
Tel. 030 2977788-22

Thomas Seltmann, Referent Speicher, seltmann@bsw-solar.de,
Tel. 030 2977788-28