

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. EUREF-
Campus 16, D-10829 Berlin

An die Bundesnetzagentur
(per Mail versendet)

Die Abgabe ist in gewünschter strukturierter Weise digital (xls-Liste) mit komprimiertem Inhalt erfolgt. Dieses pdf dient der besseren Lesbarkeit und enthält weitere Erläuterungen und Aspekte.



Deutsche
Gesellschaft
Sonnenenergie

Deutsche Gesellschaft
für Sonnenenergie e.V.

EUREF-Campus 16
D-10829 Berlin

+49 (0) 30 58 58 238 - 00
info@dgs.de

www.dgs.de

Berlin, 17.09.2026

Stellungnahme der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. zum AgNeS-Reform, konkret zum Festlegungsentwurf vom 5.8.2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum Festlegungsentwurf vom 5.8.26 abgeben zu dürfen. Die eingereichte Datei ist wie gewünscht mit „DGS“ im Dateinamen gekennzeichnet.

Wir sind mit der Veröffentlichung der Stellungnahme selbstverständlich einverstanden, wir haben keine zweite, teilgeschwärzte Version einzureichen. Das Formblatt zur Einwilligung liegt bei.

Die DGS ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung unter der Registrierungsnummer R003560 verzeichnet.

Bei Fragen stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Bei Fragen direkt zur Stellungnahme wenden Sie sich gerne direkt per E-Mail an sutter@dgs.de, bei allgemeinen Anfragen bitte an unsere Geschäftsstelle.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'J. Sutter'.

Jörg Sutter

stellvertr. Vorsitzender
Fachausschuss Photovoltaik

A handwritten signature in purple ink, appearing to read 'R. Haselhuhn'.

Ralf Haselhuhn

Vorsitzender
Fachausschuss Photovoltaik

Allgemeine Bemerkungen

Wir begrüßen ausdrücklich das gesamte Verfahren mit Vorstellung, Veröffentlichung von Zwischenständen und der Durchführung der Workshops.

Im Vergleich zu den Gesetzesstellungnahmen durch das BMWF sind uns auch die ausreichend langen Rückmeldezeiten (auch für diese Stellungnahme) positiv aufgefallen.

Das Ziel, die „neuen Netzentgelte - respektive deren Gestaltung - transparent, marktgerecht, flexibel und möglichst fair an den tatsächlichen Netzbelastungen auszurichten“ begrüßen wir ausdrücklich, jedoch mit den folgenden Bemerkungen/Änderungswünschen, da wir an einigen Stellen Fehlanreize befürchten.

Auch wenn der AgNeS-Prozeß getrennt von anderen Änderungen (EEG, Netzpaket usw.) geführt wird, muss doch auch die Summe der Belastungen im Auge behalten werden, um einen sicheren Zubau (wie politisch gewünscht und klimaschutz-technisch notwendig) zu erreichen. Aus der Summe des geplanten Wegfalls der Förderung für Kleinanlagen, Begrenzung der Einspeiseleistung, halbjährlichen Absenkung der anzulegenden Werte bei Einspeisung, Baukostenzuschüsse und Prosumer-Aufschlag können Projekte, die derzeit noch wirtschaftlich realisiert werden können, zukünftig unwirtschaftlich werden.

Unser Vorschlag: Die Strukturen erstellen und erst ca. Anfang 2028 die genauen Zahlenwerte, die Prosumer und (PV-)Einspeiser betreffen, festlegen. Bis dahin ist dann klar, wie stark sich die geplanten EEG-Änderungen auf den Markt, die Neuinstallationszahlen und damit die Klimaziele ausgewirkt haben. Dann könnte an dieser Stelle nachgesteuert werden.

Auch die Diskriminierungsfreiheit muss hier beachtet werden, hier haben wir vor allem hinsichtlich des geplanten Prosumer-Aufschlags große Bedenken (siehe Details im Folgenden).

Allgemeine Bemerkung zur Netzentgeltreform

Zu notwendigen Änderungen:

Die Monopolkommission hat bekanntermaßen zur Senkung der Systemkosten für die Stromnetze im 10. Sektorgutachten „Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem“ zum Thema „Netzentgelte effizient gestalten“ als beste Lösung eine Nodale Strombepreisung vorgeschlagen, als zweitbeste Strompreiszonen und als drittbeste eine Reform der Netzentgeltsystematik. Die Nodale Strombepreisung wird in mehreren US-Bundesstaaten sowie in Argentinien, Chile, Mexiko und Neuseeland verwendet.

Es erschliesst sich uns nicht, warum nicht hier als erstes dieser Hebel angesetzt wurde.

Zu weiteren Kostensenkungen:

Dr. Tim Meyer hat in seiner Studie „Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz - Analyse von Effizienzpotentialen und Ansätzen für Kostenmanagement im deutschen Stromnetz“ (März 2026, <https://www.timmeyer.energy/studien>) insbesondere für die Verteilnetze dargelegt, dass ein zentraler Einsparhebel für geringere Kosten eine höhere Auslastung der Netze durch Digitalisierung und Flexibilisierung ist. Die Anreize für einen Netzausbau sind aber derzeit deutlich höher als die Anreize für die Digitalisierung und Erhöhung der Auslastung vorhandener Netze.

Außerdem plädieren wir ausdrücklich dafür, bei den Verteilnetzbetreibern die Standardisierung von Datenschnittstellen und Prozesse schnell voranzubringen.

Wir vermissen in dieser Reform insgesamt den Anreiz für Netzbetreiber, ihre Kosten zu senken, die Netze besser auszunutzen und Flexibilitäten konsequent zu nutzen.

Unsere Anmerkungen zum Entwurf vom 5.8.2026:

Die Tenorziffern beziehen sich auf die [Entwurfsdatei](#).

Zu Tenorziffer 8.2. (Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch) Ablehnung des Prosumeraufschlags

Festlegungsentwurf: Geplant ist ein pauschaler Prosumer-Aufschlag für alle Haushalte mit Erzeugungsanlage (v.a. PV). Dieser Aufschlag soll in der Höhe zwischen 70 und 90 % des Grundpreises liegen, wird also pro Jahr einen Prosumer-Haushalt typisch im Bereich von 100 bis 200 Euro p.a. zusätzlich belasten.

Ein wichtiges Zielbild für die Netzentgeltsystematik ist die Kosteneffizienz. Um dieses Ziel zu erreichen, ist es zwingend notwendig, auch bei einer jährlichen Entnahme bis zu 100.000 kWh neben einer Finanzierungsfunktion zusätzlich eine Anreizfunktion zur netzdienlichen Nutzung des Stromnetzes zu schaffen. Der Prosumer-Aufschlag hat gravierende Nachteile: Die Anreizfunktion zur netzdienlichen Nutzung des Stromnetzes fehlt völlig.

Weiterhin ist eine Annahme dazu schlicht falsch: Die Annahme, dass ein typischer Prosumerhaushalt weniger Strom aus dem Netz entnimmt und daher weniger solidarisch agiert hinsichtlich der Netzkosten. Wie der BSW bereits belegt hat, erzeugen typische Prosumer zwar einen Teil ihres Stromverbrauchs selbst, doch durch den Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos steigt auch der Verbrauch insgesamt signifikant an. Der BSW (siehe dazu Unterlage „Impuls Netzentgelte Prosumer“ des BSW aus dem Workshop) hat belegt, dass der typische Prosumer mit 10 kWp-Anlage, Wärmepumpe und Wallbox im Gegenteil mehr Strom aus dem Netz entnimmt als ein Nicht-Prosumer-Haushalt (7.800 statt 4.000 kWh/Jahr). Eine zusätzliche Belastung hat daher keinerlei Begründung. Weiterhin können Prosumer mit größeren Batterien den Netzausbaubedarf senken (siehe Studie der HTW Berlin dazu, Link: https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/BERGNER_2025_Folien_Reduktion_des_Netzausbaus_durch_Prosuming.pdf).

Noch wichtiger ist jedoch: Der Ansatz, das öffentliche Stromnetz biete den Prosumern eine „Versicherungsleistung“, für die sie weniger bezahlen als andere, weil sie weniger verbrauchen, ist schlicht diskriminierend. Die „Versicherung“, gemeint ist eine gesicherte Stromversorgung über das Netz, hängt mit der Prosumerstellung nicht zusammen. Sie ist für jeden Kunden mit der Grundgebühr abgegolten, egal ob er in seinem Sommerhaus nur selten und wenig Strom verbraucht, oder mit Durchlauferhitzer, Wallbox oder eine Elektroheizung im Winter überproportional viel Kapazität benötigt, ohne Strom selbst zu erzeugen.

Eine andere Betrachtungsweise zeigt ebenfalls die Abstrusität: Der Prosumer-Aufschlag wird auf das Vorhandensein einer Erzeugungsanlage abgestellt. Wer also mit seiner PV-Anlage Strom erzeugt, den er weitmöglichst selbst verbraucht (so klar die wirtschaftliche Zukunft für PV-Anwendungen), der möge doch für den nicht genutzten Transport dieses Strom durch die Netze eine Strafgebühre bezahlen. Dies ist schlicht widersinnig und entspricht auch den Zielen der Netzentgeltreform nicht.

Weiterhin ist aus unserer Sicht ein Pauschalbetrag, der völlig unabhängig von der Anlagengröße der PV-Anlage erhoben wird, nicht sachgerecht und würde Hausbesitzer, die nur kleine PV-Anlagen realisieren können (z.B. auf Reihenhäusern) unangemessen hoch belasten. Eine Abstufung nach Anlagengröße aus Komplexitätsgründen zu verwerfen, ist für uns nicht nachvollziehbar, denn die Anlagengröße der PV-Anlagen bei Prosumern ist seit Jahren schon bei den Netzbetreibern fest als Parameter für Abrechnungen etc. hinterlegt. Sie braucht weder neu erfasst noch separat gepflegt werden – im Gegensatz zur möglichen neuen „Prosumer-Eigenschaft“ (s. unten), die sogar über alle Marktllokationen in Deutschland definiert werden müsste.

Ein fixer Grundpreis ohne zeitliche Variabilität arbeitet gegen die Bedarfe der Netze und gegen eine optimierte Netzauslastung. Wenn grundsätzlich mehr Flexibilität gefordert wird, wäre dies genau eine gegenteilige Festlegung, die diesen Zielen zuwiderläuft und dieses „gegen die Netze“ auf Jahre zementiert.

Ein weiteres Argument gegen den Prosumer-Aufschlag: Der Aufwand der Einführung der Erhebung (mit Umstellung der EDV-Systeme der Netzbetreiber usw., Abrechnungen, Tests uvm.) ist unverhältnismäßig hoch im Vergleich mit den daraus erzielbaren Einnahmen. Der renommierte Energie-Spezialist Marcel Linnemann hat dazu eine fundierte Abschätzung vorgenommen. Sein Fazit (Quelle unten): „Der Prosumer-Aufschlag ist nach der Modellierung ein Instrument mit begrenzter finanzieller Reichweite und überproportionalem Umsetzungsaufwand. Er bewegt im Zukunftsszenario rund 1,6 Prozent des Netzentgeltvolumens und erfordert dafür den Aufbau eines neuen, dauerhaft zu pflegenden Merkmals an bis zu 40 Millionen Entnahmestellen, über mindestens zwei Markttrollen und mehrere Systemlandschaften hinweg. Über zehn Jahre entsprechen die modellierten Aufbau- und Betriebskosten rund einem Fünftel des umverteilten Volumens; in der Marktphase, in der die Umstellung tatsächlich stattfindet, eher einem Drittel“. Link zu gesamten Bewertung:

<https://www.linkedin.com/pulse/viel-verwaltungskosten-oder-systemnutzen-kostet-uns-der-linnemann-bi4he>

Zum Ende der Argumentation dieses Aspektes sei auch nochmals auf die am Anfang des Papiers unter „allgemeines“ erläuterte Verknüpfung des aktuellen Entwurfes mit weiteren politischen Verschlechterungen der Situation bei PV-Betreibern verwiesen: Hier wirkt ein zusätzlicher Prosumer-Aufschlag, der sich ausgerechnet an die adressiert, die bislang das Musterbeispiel für die Umsetzung der Energiewende im Strombereich sind, wie ein Schlag ins Gesicht.

Die Einführung eines Prosumer-Zuschlags in der aktuell angedachten Form ist aus unserer Sicht diskriminierend und verstößt gegen Art. 15 Abs. 2 e) EE-RL, Art. 18 Abs. 7 EBM-VO und Art. 3 GG.

Zu Tenorziffer 8.2. (Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch) Ablehnung des Prosumeraufschlags bei GGV

Festlegungsentwurf: Geplant ist, den Prosumeraufschlag an jeder verbrauchenden Marktlotation zu erheben.

Die Idee, den Prosumer-Zuschlag an jeder Marktlotation einzufordern, führt bei GGV-Umsetzungen (gemeinschaftlicher Gebäudeversorgungen) zu einer Vielfachbelastung aller Beteiligten eine GGV-Projektes, die in keinem Verhältnis zu den entnommenen/verbrauchten Strommengen steht. Das allgemeine Ziel der „Verursachergerechtigkeit“ wird damit komplett verfehlt, ebenso das Ziel der Systemdienlichkeit. Verbrauchen in einem Mehrfamilienhaus viele Mieter/Eigentümer den Solarstrom der Anlage auf dem Dach, so wird der Netzausbaubedarf reduziert, nicht erhöht.

GGV-Modelle, die – politisch gewünscht - derzeit langsam im Entstehen sind und die Chance haben, die Energiewende im Strombereich auch in die Städte zu tragen, können damit in Zukunft nicht mehr wirtschaftlich umgesetzt werden. Und das, obwohl gerade in Mehrfamilienhäusern bezüglich Photovoltaikanlagen erheblicher Nachholbedarf besteht.

Das ist ein weiteres, starkes Argument, von der Idee des Prosumerzuschlags Abstand zu nehmen.

Zu Tenorziffer 8.2. (Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch) Ablehnung des Nicht-Verfolgens von dyn. Netzentgelten für Haushaltskunden

Festlegungsentwurf: „Von der Bildung und Abrechnung von dynamischer Netzentgelte für Letztverbraucher sieht die Bundesnetzagentur zunächst ab“, die Begründung: Letztverbraucher sind eine „äußerst heterogene Nutzergruppe, mit teils sehr geringer Preissensitivität“.

Nur weil Teile dieser Nutzergruppe nicht preissensibel sind (und dafür eventuell auch keine technischen Möglichkeiten haben), sollen alle Haushaltskunden auf die Chance, günstigen Strom zu Zeit zu nutzen, in denen die Netze wenig belastet sind, nicht erhalten? Das ist nicht plausibel und auch nicht gerecht.

Ein dynamisches Einspeisenetzentgelt wäre wesentlich zielführender als der geplante Prosumeraufschlag, weil dabei die tatsächliche aktuelle Auslastung des Stromnetzes berücksichtigt werden kann. Die Höhe des dynamischen Einspeisenetzentgelts sollte begrenzt werden, damit Investitionsentscheidungen dadurch nicht negativ beeinflusst werden.

Damit könnte ein hoher Anreiz zu flexiblerer Stromnutzung geschaffen werden, der gut für das gesamte System wäre und doch auch politisch gewünscht ist. Gerade Prosumer-Haushalte (z.B. mit Wärmepumpen, E-Autos in Verbindung mit Energiemanagement) können hier einen großen Beitrag zu zukünftiger Flexibilität leisten.

Die starken Schwankungen der Börsenstrompreise in den vergangenen Tagen und Wochen zeigt, dass hier dringend mehr Flexibilität benötigt wird. Wird Solarstrom von Prosumern aufgrund netzlichen Preissignalen nicht mittags, sondern erst abends eingespeist, so können die aktuellen Vorabend-Preisspitzen geglättet werden. Die aktuellen, als „zeitvariabel“ bezeichneten Netzentgelte nach §14 a EnWG (Modul 3) arbeiten hier komplett gegen den Markt/die Netzdienlichkeit (nachts Niedrig-Tarif für Strombezug, tagsüber Strompreis negativ wegen zu wenig Abnahme des erzeugten Solarstroms).

Die Wertigkeit von dynamischen Netzentgelten lässt sich schon heute abschätzen. Rechnungen des Fraunhofer ISE haben ergeben, dass bidirektionales Laden 2040 mit 8,4 Milliarden Euro Systemersparnis beziffert werden kann, grob 200 Euro je Haushalt und Jahr – Geld, das sonst über Netzentgelte eingesammelt werden müsste, auch bei Stromabnehmern ohne Auto.

Smart Meter können das bereits viertelstündlich abrechnen (technisch schon heute, in der Breite perspektivisch), dynamische Stromtarife nach § 41a EnWG gibt es seit 2025 als Pflichtangebot. Die Messtechnik ist „da“. Sie nicht für Preissignale bei Netzentgelten zu nutzen, ist nicht nachvollziehbar.

Zu Tenorziffer 9.1. (Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen) hier: Einspeiseentgelt für PV-Anlagen ab 30 kWp

Festlegungsentwurf: PV-Anlagen mit einer Leistung von 30 kWp oder mehr sollen nach Festlegungsentwurf zukünftig ein Einspeiseentgelt für die Stromnetznutzung bezahlen. Zur Berechnung der Höhe soll nicht die Größe der PV-Anlage, sondern eine vom Betreiber anzumeldende Einspeiseleistung genutzt werden.

An der Darlegung, dass „dass Einspeiser sich zukünftig auch an den Netzkosten beteiligen sollen“, können bereits Zweifel angebracht werden. Einspeiseentgelte, die den PV-Anlagen aufgebürdet werden, landen über höhere Stromerzeugungskosten pro kWh dieser Anlagen genauso wieder auf der Stromrechnung der Endkunden wie die Netzkosten aktuell. Nur dass der Kunde/die Kundin dann anteilig weniger Netzgebühren und mehr Stromerzeugungskosten bezahlt – eine Augenwischerei aus unserer Sicht, denn die Gesamthöhe der Kosten bleibt insgesamt die gleiche.

Diese Einspeiseentgelte müssen ebenfalls wieder im Kontext der übrigen Maßnahmen nach AgNeS, Netzpaket und EEG 2027 gesehen werden, sie stellen abermals eine weitere finanzielle Belastung von kommenden PV-Projekten dar. Die schon genannte Spanne von jährlichen Kosten zwischen 4 und 7 Euro pro kWp trifft kleine PV-Anlagen anteilig zu stark, bei großen Anlagen summieren sich diese Beträge leicht in hohe Absolutbeträge.

Diese Beträge erhöhen die Kosten (die dann bei Ausschreibungen wieder vom Bundeshaushalt übernommen werden müssen) und mindern die Wirtschaftlichkeit, Risikoaufschläge bei der Finanzierung sind die Folge, mindestens so lange die konkrete Höhe und das Vorgehen nicht klar sind. Die wirtschaftliche Belastung wird eine direkte Auswirkung auf das Investitionsinteresse und damit auf das Erreichen der Ausbauziele der erneuerbaren Energien haben.

Die Einspeiseentgelte sollen nach Entwurf nur für neue Anlagen, nicht für bereits bestehende Anlagen gelten, dafür sollen Bestandsanlagen über eine Zeit von 20 Jahren nach Inbetriebnahme freigestellt werden. Das klingt in erster Lesung positiv, jedoch: In den kommenden Jahren fallen immer mehr (und immer größere) PV-Anlagen aus der Fördervergütung, weil die 20 Jahre des Vergütungszeitraums enden. Diese Anlagen sollten unbedingt aus Gründen der Energiewende und der Ressourcenschonung weiterbetrieben werden, gleiches gilt für die Anlagen, bei denen die 20 Jahre schon in den letzten Jahren abgelaufen sind und die aktuell weiterbetrieben werden (diesen droht ebenfalls ab 2029 die Stilllegung durch hohe Zusatzkosten). Die Zahlung von Einspeiseentgelten nach 20 Jahren läuft vollständig gegen den wirtschaftlichen Weiterbetrieb dieser Anlagen! Das lehnen wir ab.

Man beachte den Gesamtzusammenhang: Bestehende und lange bereits bezahlte alte PV-Anlagen entzieht man mit dieser Regelung potentiell den wirtschaftlichen Weiterbetrieb, während gleichzeitig neue Gaskraftwerke als Reserve sowohl bei Investition als auch durch eine Förderung im Stand-By-Zustand vom Steuerzahler teuer finanziert werden. Gleichzeitig muss zusätzlich die herausgefallene Solarstrom-Kapazität ebenfalls auf Kosten von Steuerzahler und Stromkunden in Form von Neuanlagen wieder zusätzlich errichtet werden. Das widerspricht nun allen Prinzipien der wirtschaftlichen Logik. Und wollten wir nicht die Kosten der Energiewende mindern statt erhöhen?

Wir plädieren weiterhin für eine vorsichtige und schrittweise Einführung, falls diese Entgelte nicht vermeidbar wären. Bei großen Projekten mit langen Planungsphasen ist eine genaue Festlegung des Inbetriebnahmeterrmins (z.B. Ende 2028 vor Einführung der neuen Entgelte) nicht möglich. Hierdurch würden dann Unsicherheiten und auch Finanzierungsprobleme bei solchen Projekten entstehen.

Und auch rein wirtschaftspolitisch macht es grundsätzlich keinen Sinn, die Erzeugung von heimischem Strom damit zu verteuern (Stichwort Resilienz). Unterlaufen wird noch ein weiterer Aspekt: Die Befreiung der Industrie von Netzentgelten läuft damit dann perspektivisch ins Leere, da die Kosten ja mit den geplanten Einspeiseentgelten in die Erzeugungspreise verlagert werden.

Zu Tenorziffer 12.2 (Entgelte mit Anreizfunktion)

Festlegungsentwurf: Netzbetreiber müssen Speicherbetreibern ab 1.1.2030 dynamische Netzentgelte anbieten, Betreiber von Erzeugungsanlagen (wie PV-Betreiber) sollen dies erst ab dem Jahr 2032 nutzen können.

Auch Prosumer mit Verbrauchsgeräten und PV-Anlagen möchten am liebsten heute schon von dynamischen Netzentgelten profitieren. Netzdienliches Verschieben von Einspeisung oder Verbrauch (z.B. Wärmepumpe oder Elektroauto) kann hiermit gleichzeitig netzentlastend und kostensparend für den Prosumer wirken.

Wenn die Netzbetreiber verpflichtet werden, diese dynamischen Netzentgelte ab 1.1.2030 für Speicherbetreiber der Netzebenen 1-5 anzubieten, ist es nicht nachvollziehbar, dass Erzeugern nicht gleichzeitig ebenfalls die Möglichkeit geboten wird. Die Ungleichbehandlung einer technisch identischen Strom-Einspeisung aus einem Batteriespeicher oder einer PV-Anlage ist nicht sachgerecht.

Zu Tenorziffer 17.2 (Übergangszeit der Bandlast für Großverbraucher Industrie) hier: Satz 1

Festlegungsentwurf: PV-Anlagen: Die „Bandlast“ und „atypische Netznutzung“ sollen erst bis 2031 auslaufen.

Einerseits klagen die Netzbetreiber über massive Probleme, die heute schon den Netzbetrieb anspruchsvoll machen, andererseits soll die Nicht-Flexibilität der Industrie ohne Abstriche einfach langfristig fortgesetzt werden – das passt nicht zusammen. Aus unserer Sicht wird Flexibilität so schnell wie möglich benötigt im Stromsystem, auch von den Großverbrauchern der Industrie. Ohne genaue Analysen vorliegen zu haben, gehen wir davon aus, dass sich auch ein heher Anteil der Redispatch-Kosten von rund 3 Mrd. Euro in 2025 durch höhere Verbrauchsflexibilität vermeiden liesse.

Im Sinne der Kostenreduzierung muss hier schneller angesetzt werden. Die Privilegierung von unflexiblen Bandlast-Großverbrauch passt schon heute nicht mehr zu den energiepolitischen (und klimapolitischen) Zielen und auch nicht zu den Zielen der Entgeltreform.

Zu Tenorziffer 8.4. (bestellbare Kapazität statt Leistungspreis)

Festlegungsentwurf: Großverbraucher über 100.000 kWh/Jahr sollen zukünftig nicht mehr einen Leistungspreis für ihren Netzanschluss bezahlen, sondern sollen eine Kapazität bestellen, nach der abgerechnet wird.

Diese Änderung ist aus unserer Sicht sehr hilfreich und reizt klar den gewünschten sparsamen Umgang mit Netzkapazitäten an.

Zu Tenorziffer 10 (Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen)

Festlegungsentwurf: Batteriespeicher sollen auch weiterhin keine Netzentgelte bezahlen müssen (Bestandschutzregelung).

Diese Änderung ist aus unserer Sicht sehr hilfreich hinsichtlich der Investitionssicherheit. Wir schliessen uns der Kritik der konkreten Ausgestaltung (z.B. Investition von >50% in 2026 getätigt, Nachweisprobleme usw.) an und verweisen hierzu aber auf die Stellungnahmen der Fachverbände BEE und BVES.

Für Batterie-Großspeicher in der Mittelspannung könnten wir uns auch weitere Reduzierungen der Entgelte (bei Neuprojekten) gut vorstellen, wenn diese nachweislich lokale Netzknoten entlasten, indem sie auf Signale der Verteilnetzbetreiber reagieren und lokal überschüssigen Strom aufnehmen.

Zu Tenorziffer 13.3.2 (Befreiung von Entgelten bei Steckersolargeräten)

Festlegungsentwurf: Für PV-Anlagen sollen Netzentgelte erst oberhalb der Grenze von Steckersolargeräten (2000 W DC / 800 W AC nach EEG) fällig werden.

Das begrüßen wir ausdrücklich. Auch hier jedoch eine Einschränkung: In der endgültigen AgNeS-Festlegung sollte klargestellt werden, dass die Befreiung auch für Steckersolargerät mit hinter dem Wechselrichter liegenden Stromspeicher (gemäß neuer Definition Steckersolargeräte im Entwurf EEG 2027-E) gilt. Ansonsten besteht hier das Risiko von Fehlinterpretationen.

Schlussbemerkung:

Wir als DGS stehen gerne bereit, um uns im weiteren Verfahren – auch gerne kurzfristig, weil die Festlegung nun ja schon bald finalisiert werden soll - mit der Konkretisierung von Aspekten, Praxisbeispielen o.ä. einzubringen. Sprechen Sie uns bitte einfach an.

Unser Hintergrund:

Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. wurde 1975 in München gegründet. Seit 1989 ist sie gleichzeitig die deutsche Sektion der International Solar Energy Society (ISES). Ihre bundesweite satzungsgemäße Tätigkeit ist als gemeinnützig anerkannt.

Die DGS feierte im letzten Jahr ihr 50-jähriges Bestehen.

Die DGS vertritt die Interessen von Verbrauchern und Anwendern für die Bereiche Erneuerbare Energie und der rationellen Verwendung von Energie. Durch ihre Landesverbände stellt die DGS Hilfestellungen für Unternehmen, Investoren, Eigenversorger, Projektierer und Berater im Bereich der Solartechnik bereit, neben der vereinseigenen Fachzeitschrift SONNENENERGIE insbesondere im Bereich der Aus- und Fortbildung (DGS Solarakademien und SolarSchulen) sowie mit praktischen Anwendungshilfen wie Leitfäden und Vertragsmustern für die Versorgung vor Ort („PV Mieten Plus“) und Software zur Wirtschaftlichkeitsberechnung solcher Projekte („PV@Now“).

Aus ihrer Arbeit und dem engen Kontakt zu Anwendern heraus hat die DGS einen besonderen und langjährigen Einblick in die Probleme, die sich beim Ausbau der Erneuerbaren Energien auf, an oder in Gebäuden stellen. In der Vergangenheit sind in diesem Bereich große Potentiale des Ausbaus der Solarenergie ungenutzt geblieben, sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung.

Viele intelligente und technisch mögliche Konzepte zur Nutzung von Solarenergie und der besseren Nutzung der erneuerbaren Energien insgesamt konnten in den vergangenen Jahren leider nur schleppend umgesetzt werden, obwohl eine rasche Umsetzung zur Beschleunigung der Energiewende unbedingt nötig ist.



Unsere Kontaktdaten:

Bei inhaltlichen Fragen zu dieser Stellungnahme wenden Sie sich bitte direkt an:

Jörg Sutter

Fachausschuss Photovoltaik
DGS e.V.

sutter@dgs.de

Ralf Haselhuhn

Fachausschuss Photovoltaik
DGS e.V.

rh@dgs-berlin.de

Allgemeine Kontaktdaten
(Geschäftsstelle):

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V.

EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Tel. 030/5858 238-00

info@dgs.de

www.dgs.de