
EEG-Novelle 2027

Positionspapier

Herausgeber:

DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.

Linkstraße 12

10785 Berlin

Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 900

Telefax: +49 (0)30 72 62 20 - 989

E-Mail: energie@dgrv.de

Internet: <https://www.dgrv.de/bundesgeschäftsstelle-energiegenossenschaften/>

Stand: 20. August 2026

Lobbyregister-Nr. R001349

Vorbemerkung

Die rund 1.000 Energiegenossenschaften in Deutschland sind für die Akzeptanz der Energiewende sehr wichtig. 220.000 Bürgerinnen und Bürger beteiligen sich als Genossenschaftsmitglied direkt am Ausbau erneuerbarer Energien in ihren Heimatregionen. Zusammen mit lokalen Banken stemmen sie die notwendigen Investitionen. So wird privates Kapital für die Energiewende mobilisiert und gleichzeitig eine breite gesellschaftliche Verankerung der Energiewendeermöglicht. Energiegenossenschaften fördern somit nicht nur eine klimafreundliche Energieversorgung, sondern auch die aktive Beteiligung und Akzeptanz vor Ort.

Mit großer Sorge sehen wir den am 29. Juli 2026 beschlossenen Kabinettsentwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (sog. „EEG 2027“). Zahlreiche vorgesehene Änderungen würden die Investitionsbedingungen für genossenschaftliche Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien erheblich verschlechtern und den weiteren Ausbau deutlich erschweren.

Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften fordert daher als Vertreterin der 1.000 Energiegenossenschaften, die bei den Regionalverbänden des DGRV organisiert sind, weitere Anpassungen im Rahmen der EEG 2027-Novellierung.. Die nachfolgenden Positionen und Forderungen sind nach ihrer Priorität geordnet und zeigen auf, welche Anpassungen erforderlich sind, damit Energiegenossenschaften auch zukünftig zum Gelingen der Stromwende beitragen können.

Positionen zum EEG 2027

1. CfD-Rahmen umgehend verabschieden

Die aktuelle beihilferechtliche Genehmigung für das EEG soll am 31. Dezember 2026 auslaufen. Ohne eine rechtzeitige Neugenehmigung durch die Europäische Kommission droht ab dem 1. Januar 2027 ein vollständiger Förderstopp für alle neuen EE-Projekte.

Deshalb muss der CfD-Rahmen gemäß § 21d EEG-E umgehend beschlossen werden. Die Bundesregierung muss zudem sicherstellen, dass die Ausschreibungsrunden Ende 2026 rechtlich abgesichert sind, auch wenn die Zuschlagserteilung erst im Jahr 2027 erfolgt. Die beihilferechtliche Genehmigung muss die rückwirkende Anwendbarkeit bereits in Kraft getretener Erleichterungen aus dem Solarpaket I umfassen. Für bereits in Planung befindliche Projekte muss Vertrauensschutz garantiert werden.

2. Einspeisevergütung und Wahlfreiheit für Anlagen unter 100 kWp beibehalten

Statt der angestrebten Marktintegration droht durch die Abschaffung der fixen Einspeisevergütung (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG-E) und den faktischen Direktvermarktungszwang (§ 21 Abs. 1 EEG-E) ein massiver Markteinbruch im PV-Dachanlagensegment. Da es für kleine Strommengen keine wirtschaftliche Vermarktungsmöglichkeit gibt, entzieht die geplante Regelung insbesondere Bürgerenergieprojekten die Kalkulationsgrundlage. Weder die zeitlich eng befristete Übergangszahlung (§§ 21, 25 Abs. 2 EEG-E) noch der geringe Bonus (§ 50c EEG-E) bieten einen adäquaten Ersatz für die bewährte 20-jährige Absicherung.

Die bewährte fixe Einspeisevergütung für Anlagen unter 100 kWp gemäß §§ 20, 21 EEG 2023 muss dauerhaft erhalten bleiben. Die Wahlfreiheit für Anlagenbetreiber zwischen Einspeisevergütung und geförderter Direktvermarktung muss uneingeschränkt garantiert bleiben. Die faktische Direktvermarktungspflicht für alle Anlagen unter 100 kWp (§ 21 Abs. 1 EEG-E) ist ersatzlos zu streichen. Die technische Bagatellgrenze gemäß § 10b EEG muss für Anlagen bis 25 kW zwingend beibehalten werden. Eine verpflichtende Marktsteuerung darf erst eingeführt werden, wenn Prozesse und iMSys-Infrastruktur zweifelsfrei massengeschäftstauglich zur Verfügung stehen.

3. Volleinspeisebonus und differenzierte PV-Vergütungssätze erhalten (§ 48 EEG-E)

Die geplante Vereinheitlichung der Vergütungssätze und die ersatzlose Streichung des Volleinspeisebonus (§ 48 EEG-E) entziehen zahlreichen Gebäude-PV-Projekten die wirtschaftliche Kalkulationsgrundlage. Der Wegfall zentraler Förderbausteine würde zu einer Unterdimensionierung von Anlagen und zur bloßen Eigenverbrauchsoptimierung führen. Dies gefährdet insbesondere gemeinschaftliche Mieterstrommodelle und gewerbliche Volleinspeiseanlagen.

Der Volleinspeisebonus muss beibehalten werden (§ 48 Abs. 2a EEG 2023), um den Anreiz zur vollständigen Belegung von Dachflächen zu sichern. Die differenzierten Vergütungssätze nach Leistungsklassen müssen erhalten bleiben. Der Einheitsfördersatz von 6,2 ct/kWh für das Segment bis 750 kWp wird abgelehnt. Gesetzliche Änderungen dürfen nicht bereits in Kraft getretene Erleichterungen aus dem Solarpaket I nachträglich aushebeln.

4. Bürgerenergieregulungen praxisnah ausgestalten (§§ 3 Nr. 15, 22, 22b, 46, 99b EEG 2023)

Im Rahmen der laufenden EEG-Novelle sollten keine Neuerungen eingeführt werden, die die Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) in den §§ 3 Nr. 15, 22b EEG wirtschaftlich und finanziell deckeln. Die bestehenden Privilegierungen laufen in der Praxis teilweise ins Leere, da sie nicht an die aktuelle Anlagentechnik und die Anforderungen der Projektfinanzierung angepasst sind. Während gem. Kabinettsentwurf wichtige Monitoring-Instrumente wie der Bürgerenergiebericht (§ 99b EEG-E) gestrichen werden soll, fehlen notwendige Nachbesserungen zur Absicherung von Projekten im Verwertungsfall sowie zur Planungssicherheit bei den Vergütungssätzen.

Bürgerenergiegesellschaften müssen zukünftig § 22b EEG 2023 mit sechs Windenergieanlagen nutzen können. In § 22b EEG 2023 muss explizit klargestellt werden, dass eine finanzierende Bank das Projekt übernehmen und verwerten kann. Die Beschränkung für Bürgerenergiegesellschaften auf ein Projekt pro Technologie in drei Jahren in § 22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 2, Abs. 5 EEG 2023 muss gestrichen werden. § 46 EEG 2023 muss so angepasst werden, dass für die Bestimmung des anzulegenden Werts auf die Meldung bei der Bundesnetzagentur und nicht auf das Vorvorjahr der Inbetriebnahme abgestellt wird. Der Bericht zur Bürgerenergie gemäß § 99b EEG 2023 muss beibehalten werden.

5. Differenzvertragsregelungen in § 21d EEG-E nachbessern

Das geplante System zweiseitiger Differenzverträge (CfD) mit einer unmittelbaren Erlösabschöpfung ohne Marktwertkorridor gefährdet die wirtschaftliche Tragfähigkeit innovativer Anlagenkonzepte und untergräbt den PPA-Markt. Während die EU-rechtliche Grenze für solche Mechanismen bei 200 kW liegt, sieht der Entwurf eine Absenkung auf 100 kW vor, was insbesondere Energiegenossenschaften und KMU vor erhebliche administrative Hürden stellt.

Zur Abfederung beträchtlicher Vermarktungsrisiken muss ein dynamischer Marktwertkorridor (z. B. 3 ct/kWh oder 6 % Sicherheitszuschlag) eingeführt werden. Die Bagatellgrenze für die Zahlungspflicht des Refinanzierungsbeitrags in § 21d Abs. 1 EEG-E muss konsequent auf die EU-rechtlich zulässige Schwelle von 200 kW angehoben werden. Für spezifische Modelle wie PPAs, Eigenverbrauch oder Speicher muss eine Option zur Abschöpfung nach real erzielten Erlösen geschaffen werden. Zur Sicherung marktgerechter Geschäftsmodelle müssen flexiblere Wechselmöglichkeiten zwischen der CfD-Förderung und der ungeforderten PPA-Vermarktung geschaffen werden.

6. Ausschreibungsvolumen für Gewerbedachanlagen sichern (§ 28b EEG-E)

Die geplante Reduktion des jährlichen Ausschreibungsvolumens für Solaranlagen des zweiten Segments von 2.300 MW auf lediglich 1.500 MW (§ 28b Abs. 2 EEG-E) stellt eine empfindliche Schwächung des Gewerbedachsegments dar. Besonders kritisch ist die vorgesehene Regelung, nach der nicht bezuschlagte Mengen künftig nicht mehr innerhalb des Dachsegmentes verbleiben, sondern dem Segment der Freiflächenanlagen zugeschlagen werden sollen (§ 28a Abs. 3 Nr. 1 lit. b EEG-E). Dies entzieht dem Gebäude-Ausbau die notwendige Dynamik und konterkariert das politische Ziel, jährlich 11 GW an neuen Solaranlagen auf und an Gebäuden zu realisieren.

Das im Solarpaket I festgelegte Ausschreibungsvolumen von 2.300 MW pro Jahr muss beibehalten werden. Die segmentinterne Verrechnung von unterzeichneten Mengen muss fortgeführt werden. Ein verlässlicher Ausbaupfad bis 2032, der den spezifischen Potenzialen von Gewerbe-, Industrie- und Landwirtschaftsdächern gerecht wird, muss eingeführt werden.

7. Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen durch Anhebung des Höchstwerts sichern (§ 37b EEG-E)

Der im Kabinettsentwurf vorgesehene Höchstwert für PV-Freiflächenanlagen (Segment 1) von 5,9 Cent/kWh (§ 37b EEG-E) ist angesichts zahlreicher neuer regulatorischer Belastungen und marktlicher Entwicklungen substanziell zu niedrig angesetzt. Politische Maßnahmen wie der Redispatch-Vorbehalt, die Einführung von CfD sowie drohende Baukostenzuschüsse führen zu einer beträchtlichen Erhöhung der Projektkosten. Um die Wirtschaftlichkeit von Solarparks sicherzustellen und das Erreichen der Ausbauziele nicht zu gefährden, muss der gesetzliche Spielraum für Gebote erweitert werden.

Der Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments in § 37b EEG-E muss umgehend auf 7,5 Cent pro Kilowattstunde angehoben werden. Die segmentinterne Verrechnung von unterzeichneten Mengen muss fortgeführt werden. Der Höchstwert muss regelmäßig überprüft und dynamisch angepasst werden, um kumulative Belastungen aus dem „Netzanschlusspaket“ (z. B. Entschädigungsverzicht bei Redispatch) abzufedern. Auf eine pauschale Absenkung des Höchstwerts muss verzichtet werden, solange die prozessualen und finanziellen Mehrbelastungen durch den iMSys-Rollout und neue Netzentgeltsystematiken nicht abschließend bezifferbar sind.

8. Agri-PV und andere Doppelnutzung weiterhin unterstützen

Die geplante Streichung des separaten Ausschreibungssegments für besondere Solaranlagen (§ 37d EEG 2023) sowie die drastische Kürzung der Boni entziehen innovativen Konzepten wie der Agri-, Parkplatz- und Floating-PV die wirtschaftliche Grundlage. Die hohen Planungs- und Baukosten bei Agri-PV-Projekten sind aufgrund des gestiegenen Risikos nur noch schwer zu finanzieren.

Anstatt das Untersegment für Besondere Solaranlagen gemäß § 37d EEG-E zu streichen, muss dieses zur Förderung innovativer Konzepte erhalten und mit einem verlässlichen Ausbaupfad von bis zu 3,2 GW im Jahr 2032 versehen werden. Zur Abdeckung der beträchtlichen baulichen Mehrkosten spezieller Anlagenkonzepte sollte der gesonderte Höchstwert von 9,5 ct/kWh für besondere Solaranlagen dauerhaft beibehalten werden. Ein realistischer Bonus für hochaufgeständerte Agri-PV muss mindestens 2,0 bis 2,5 ct/kWh betragen.

9. Referenzertragsmodell ausgewogen gestalten – Regionale Benachteiligung verhindern (§ 36h EEG-E)

Die geplante Regionalisierung des Referenzertragsmodells (REM) durch die Einführung von Gütefaktor-Untergrenzen in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord (§ 36h EEG-E) gefährdet die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Windprojekte außerhalb Süddeutschlands. Während die Verbesserungen für den Süden grundsätzlich begrüßenswert sind, führen die neuen pauschalen Kompensationsbeschränkungen zu einer substanziellen Entwertung von Standorten mit genehmigungsrechtlichen Ertragsbeschränkungen (z. B. Schall- oder Artenschutz).

Ein spezifisches, ab 2027 verfügbares Instrument für den Zubau in der Südregion muss eingeführt werden, ohne dabei die Investitionsbedingungen in anderen Landesteilen durch kumulative Belastungen zu verschlechtern. Für bereits genehmigte oder weit fortgeschrittene Projekte müssen ein rechtssicherer Bestandsschutz sowie praxistaugliche Übergangsfristen über das Jahr 2028 hinaus gewährt werden. Die Anrechnung von Verlusten aus dem Windsektormanagement als fiktive Erträge in Anlage 2 EEG-E muss gestrichen werden, um eine faire Abbildung der realen Standorterträge zu gewährleisten. Bei unverschuldeten Ertragsminderungen durch behördliche Auflagen müssen Ausnahmeregelungen von den pauschalen Gütefaktor-Untergrenzen geschaffen werden. Die Bundesregierung muss die Auswirkungen des gesamten „Netzanschlusspakets“ und der REM-Novelle auf die Bankfähigkeit von Bürgerenergieprojekten untersuchen und bewerten, bevor die Neuregelungen in Kraft treten.

10. Investitionsrahmen für den Biomasseanlagenbestand stärken – Amortisationszeiträume an reale Kostenstrukturen anpassen

Der Kabinettsentwurf verfehlt das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel, der Biomasse eine verlässliche Anschlussperspektive zu bieten. Während das installierte Leistungsziel zwar leicht auf 9,5 GW angehoben werden soll, führt der vorgesehene rapide abschmelzende Ausschreibungspfad (§ 28c EEG-E) dazu, dass weniger als die Hälfte der Bestandsanlagen eine realistische Chance auf eine Anschlussvergütung erhält. Biomasseanlagen sind Haupt- und Nebenwärmequellen der rund 300 Nahwärmegenossenschaften.

Das jährliche Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen muss auf mindestens 2.500 MW pro Jahr bis zum Jahr 2032 angehoben werden, um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten und die Flexibilisierung voranzutreiben. Der Zeitraum für die Anschlussvergütung sollte sowohl für zukünftige als auch für bereits bezuschlagte Anlagen auf 15 Jahre verlängert werden. Aufgrund der gestiegenen Bau- und Finanzierungskosten ist eine Anhebung des Flexibilitätszuschlags auf 130 Euro pro Kilowatt erforderlich. Das EEG sollte zu einem Vergütungssystem auf Basis der Bemessungsleistung zurückkehren. Zur Ausschöpfung des vollen Potenzials des Biogasanlagenbestands für die Energiewende sind regulatorische Hemmnisse wie der restriktive „Maisdeckel“ vollständig aus dem EEG zu streichen.

11. Strommengenpfad in § 4a EEG erhalten

Die ersatzlose Streichung des Strommengenpfads entzieht dem Ausbau der Erneuerbaren Energien einen wesentlichen Orientierungsrahmen für die tatsächlich erzeugte Strommenge. Während die installierte Leistung (GW) lediglich Kapazitäten abbildet, dient der Mengenpfad (TWh) als politisch gesetzter Maßstab, um den realen Fortschritt der Stromwende messbar zu machen und auf Zielabweichungen kurzfristig reagieren zu können.

Wir fordern die Beibehaltung des § 4a EEG, um die Steuerungsfähigkeit des Gesetzes und die Planungssicherheit für Akteure wie Energiegenossenschaften zu gewährleisten.

12. Steuerung am Netzverknüpfungspunkt statt Abregelung an der Erzeugungseinheit umsetzen

Die derzeitige Steuerung von Anlagen setzt an der Erzeugung statt an der Netzeinspeisung an, wodurch Strom abgeregelt wird, der netzneutral vor Ort verbraucht oder in Speichern zwischengelagert werden könnte. Dieser Systemfehler verhindert die effiziente Sektorkopplung (Co-Location) und verursacht vermeidbare Kosten sowie den Verlust von Grünstrom.

Wir fordern, die Steuerung am Netzverknüpfungspunkt der Erzeugungseinheit umzusetzen und nicht direkt an der Erzeugungseinheit abzuregeln.

13. Kundenanlagen dauerhaft absichern – Dezentrale Stromwende rechtssicher fortführen

Die im Rahmen der EnWG-Novelle vorgesehene Übergangsregelung in § 118 Abs. 7 EnWG zur Kundenanlage soll den Status quo zwar bis Januar 2029 sichern, bietet jedoch keine dauerhafte Lösung für die Investitionsplanung.

Zusammen mit zahlreichen Wirtschafts- und Energieverbänden fordern wir die Bundesregierung auf, sich in den Trilogverhandlungen zur Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie konsequent für die Position des Europäischen Parlaments zur Kundenanlage einzusetzen.

Ansprechpartner

Dr. Andreas Wieg
Leiter Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 984
E-Mail: wieg@dgrv.de

René Groß
Leiter Strategie und Politik
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 923
E-Mail: gross@dgrv.de