

Positionspapier zur EEG-Novelle 2027

22.07.2026



Stellungnahme des Bündnis Bürgerenergie e.V. zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor vom 17.07.2026

Inhalt

Einleitung	3
Zusammenfassung der zentralen Positionen.....	4
1. Abschaffung der fixen Einspeisevergütung (§§ 19-21, 25 EEG-E).....	6
2. Absenkung der Direktvermarktungsgrenze (§§ 20, 21 EEG-E).....	9
3. Förderrahmen für Aufdach-PV: Fördersatz, Spitzenkappung und Ausschreibungsvolumen (§§ 9 Abs. 2b, 28b Abs. 2, 48 EEG-E).....	12
4. Bürgerenergieregulungen rechtssicher machen (§§ 3 Nr. 15, 22, 22b, 24, 46 EEG-E).....	13
5. Vergütungsausfall bei negativen Strompreisen (§ 51 Abs. 1, § 51a Abs. 1, § 21 Abs. 1 EEG-E)	16
6. Einführung zweiseitiger Differenzverträge / Contracts for Difference (§§21d, 21e EEG- E)	17
7. Weitere Regelungen	19
7.1 Messwesen und digitale Infrastruktur	19
7.2 Steckersolargeräte	20
7.3 Streichung des Berichts zur Bürgerenergie (§ 99b EEG-E)	20
7.4 Windenergie: Ausschreibungsvolumen, Realisierungsfristen, Pachthöhen und Standortsteuerung.....	21
7.5 Strommengenpfad (§ 4a EEG)	24

Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat am 17.07.2026 den Referentenentwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027) vorgelegt. Das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) bewertet den Entwurf differenziert: Einzelne Regelungen – insbesondere im Bereich des Messwesens und der Steckersolargeräte – sind begrüßenswert. Auch bei der Windenergie an Land enthält der Entwurf begrüßenswerte Elemente – etwa die Anhebung der Förderung an schwachwindigen Standorten in der Südreigion und die vorgesehene Ausnahme von Bürgerenergiegesellschaften bei der neuen Begrenzung der Flächenentgelte, deren praktische Wirkung allerdings von der Funktionsfähigkeit der Bürgerenergieregulungen abhängt. Wesentliche Teile des Entwurfs lehnt das BBEn jedoch ab. Er benachteiligt systematisch dezentrale und bürgergetragene Akteure, während weder die technischen noch die marktlichen Voraussetzungen für die geforderte Marktintegration gegeben sind. Der Entwurf trägt die Handschrift der alten Energiewelt: Während große Gaskraftwerke Investitionssicherheit durch den Steuerzahler bekommen, sollen sich kleine Anlagen unter ungleich härteren Bedingungen am Markt behaupten, indem sie in die Direktvermarktung getrieben werden, die es für viele von ihnen de facto noch gar nicht gibt. Gleichzeitig fehlt weiterhin ein effektives und netzdienliches Energy Sharing, mit dem selbstproduzierter Solarstrom ganz einfach an Nachbarn verkauft werden kann.

Bürgerenergiegesellschaften leisten einen systemischen Beitrag zur Energiewende: Sie sichern lokale Wertschöpfung, stärken die finanzielle Teilhabe von Bürgerinnen und Bürgern, fördern die Akzeptanz erneuerbarer Energien in der Fläche und stärken damit demokratische Infrastruktur und den ländlichen Raum. Gleichzeitig sind Bürgerenergiegesellschaften strukturell verletzlicher als kommerzielle Projektierer: Sie können Risiken nicht über mehrere Projekte streuen, verfügen über begrenzte Liquiditätspuffer und haben keinen Zugang zu den Skaleneffekten großer Marktakteure. Das bedeutet in der Praxis: Bei unbedachten Änderungen des Fördersystems sind Bürgerenergiegesellschaften regelmäßig die ersten, die aus dem Markt gedrängt werden – nicht, weil ihre Projekte schlechter sind, sondern weil sie die entstehenden Risiken schlicht nicht tragen können. Wer die Vorteile der Bürgerenergie erhalten will, muss diesen strukturellen Unterschied beim Entwurf neuer Regelungen mitdenken.

Der Entwurf richtet das EEG konsequent auf Marktintegration, Direktvermarktung und Systemdienlichkeit – also die Ausrichtung von Einspeisung und Betrieb an den Erfordernissen von Netz und Strommarkt – aus. Diese Ziele teilt das BBEn grundsätzlich. Kritisch ist jedoch, dass die strukturellen Besonderheiten von Bürgerenergiegesellschaften und kleinen Anlagenbetreibern dabei nicht ausreichend berücksichtigt werden. Die Abschaffung der fixen Einspeisevergütung, die Absenkung der Direktvermarktungsgrenze und die Einführung zweiseitiger Differenzverträge verändern die wirtschaftliche Grundlage für Aufdach-Photovoltaik und Bürgerenergiegesellschaften fundamental – ohne dass die dafür notwendigen Marktstrukturen bereits vorhanden waren.

Hinzu kommt, dass viele Verteilnetzbetreiber in den vergangenen Jahren ihre Pflicht zum vorausschauenden Netzausbau vernachlässigt haben. Die daraus resultierenden Engpässe – überlange Netzanschlussverfahren, Abregelungen, verzögerte Inbetriebnahmen – treffen Bürgerenergiegesellschaften und kleine Anlagenbetreiber besonders hart. Die Versäumnisse beim Netzausbau und bei der Digitalisierung der Netzinfrastruktur dürfen nicht ein-

seitig als wirtschaftliche Belastung auf Anlagenprojektierer und -betreiber abgewälzt werden — sie sind eine Aufgabe, die durch konsequente Regulierung der Netzbetreiber zu lösen ist.

Diese Entwicklung hat eine Tragweite, die weit über technische Details des EEG hinausreicht – und die sich an die Politik insgesamt richtet, nicht nur an das federführende Ministerium: Bürgerenergiegesellschaften verwalten das eingezahlte Kapital tausender Bürgerinnen und Bürger, die sich auf eine verlässliche Förderpolitik verlassen haben. Wird ihnen kurzfristig die wirtschaftliche Grundlage entzogen, drohen nicht einzelne Insolvenzen, sondern ein Vertrauensverlust, der sich politisch nicht mehr rückgängig machen lässt: Wer einmal Kapital in eine Anlage verloren hat, investiert nicht ein zweites Mal in die Energiewende. Mit den betroffenen Genossenschaften verschwinden zugleich die lokale Verankerung, die Akzeptanz vor Ort und die dezentrale Struktur der Stromversorgung, die sie tragen. Das BBEn appelliert an alle politischen Akteure – Regierungsfractionen, Opposition und Landespolitik gleichermaßen –, diese Konsequenz bei jeder Entscheidung über Übergangsfristen, Schwellenwerte und Ausnahmeregelungen mitzudenken, bevor die ersten Genossenschaften tatsächlich abgewickelt werden müssen.

Zusammenfassung der zentralen Positionen

- **Fixe Einspeisevergütung erhalten:**
Aufdach-PV nutzt bereits versiegelte Dachflächen, schafft regionale Wertschöpfung und mobilisiert privates Kapital – rund zwei Drittel der Aufdachanlagen wären ohne private Investitionen nicht realisiert worden. Eine vollständige Abschaffung ohne parallele belastbare Direktvermarktungsangebote gefährdet dieses Segment strukturell.
- **Direktvermarktungsgrenze nicht absenken, bevor der Markt funktioniert:**
Wird die Direktvermarktungs-Schwelle abgesenkt, ohne dass es markt- und marktaugliche Angebote gibt, werden kleinere Anlagen < 100 kW aus dem Markt gedrängt. Die finanziellen Risiken erhöhen sich, Banken scheuen die Kreditvergabe und der Marktzugang für kleine 'one-timer'-Akteure wird faktisch unmöglich. Die Bundesnetzagentur muss anhand verbindlicher Kriterien die Marktreife feststellen, bevor die Pflicht greift. Energy Sharing (§ 42c EnWG) kann als anrechenbare Form der Direktvermarktung einen gangbaren Weg für kleine Akteure bieten. Ein erster Bonus für die sonstige Direktvermarktung ist im Entwurf nun vorgesehen, aber eng begrenzt (nur kleine Anlagen, zeitlich befristet) – und praktisch nicht abrufbar, solange es für Anlagen dieser Größe keine Vermarktungsangebote gibt. Ob er auch Energy Sharing erfasst, ist offen und gesetzlich klarzustellen. Das BBEn fordert, den Bonus so auszugestalten, dass er für Bürgerenergie tatsächlich nutzbar ist, ihn zu entfristen und seine Anwendbarkeit auf Energy Sharing ausdrücklich klarzustellen.
- **Förderrahmen für Aufdach-PV stabil halten:**
Die geplante Absenkung des Fördersatzes auf 6,2 ct/kWh, die Streichung der Volleinspeiseförderung, die Spitzenkappung auf 50 Prozent und die Reduktion des Ausschreibungsvolumens auf 1.500 MW gefährden die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen – insbesondere im Zusammenspiel mit der Direktvermarktungspflicht. Das BBEn fordert Beibehaltung des bisherigen Fördersatzes, Erhalt der Volleinspeiseförderung und Anhebung des Ausschreibungsvolumens. Dabei sollte die Förder-

struktur so einfach wie möglich gehalten werden — weniger Staffellungen, dafür gezielte Boni für systemdienliches Netzverhalten. Eine übermäßige Staffellung der Fördersätze führt in der Praxis zu Abrechnungsproblemen und Rechtsunsicherheit.

- Bürgerenergieregulungen rechtssicher und praktikabel gestalten:
Die Definition, die Sperrfrist, der Vorvorjahresbezug und die Leistungsbegrenzung müssen überarbeitet werden. Kreditinstitute halten die aktuelle Ausnahme von der Ausschreibungspflicht für zu unsicher und finanzieren entsprechende Projekte nicht oder nur zu unattraktiven Konditionen.
- Negative Preise - Liquidität sichern, Mengenförderung prüfen:
Der sofortige Vergütungsausfall bei negativen Preisen gefährdet die Liquidität kleiner Akteure, die finanzielle Risiken nicht über Skaleneffekte ausgleichen können. Eine Mengenförderung wäre systemdienlicher.
- CfD-Rahmen nachschärfen:
De-minimis-Schwelle auf mindestens 200 kW anheben. Marktwertkorridor dynamisch gestalten, PPA-Modelle schützen, Verwaltungsaufwand gering halten. § 21e EEG-E muss so gestaltet werden, dass PPAs finanzierbar bleiben (Opt-in-Modell nach bne; serielle Finanzierung nach Agora). Abschöpfung auf Monatsbasis, vereinfachte Nullmeldungen einführen. Die Abschöpfungserlöse sind zweckgebunden für Entlastungsmaßnahmen einzusetzen – etwa zur Senkung der Stromsteuer oder als Klimageld.
- Weitere Regelungen absichern:
Beim Smart-Meter-Rollout müssen Kostensenkungen verpflichtend weitergegeben, SMGW-Administratoren haftbar gemacht und Netzbetreiber mit Pönalen zur IT-Bereitschaft verpflichtet werden. Die Steckersolar-Erleichterungen sind beizubehalten. Der Bericht zur Bürgerenergie ist zu erhalten und erstmals verbindlich umzusetzen.
- Windausbau stärken und Ausbau regional ausgewogen steuern:
Die im Klimaschutzprogramm 2026 beschlossenen zusätzlichen 12 GW Wind an Land sind im Referentenentwurf nun enthalten; das BBEn begrüßt dies. Die vom Entwurf auf 36 Monate verlängerte Realisierungsfrist zwischen Bezuschlagung und Inbetriebnahme ist begrüßenswert, aber auf 42 Monate zu verlängern; alternativ sollten Fristen an nachweisbare Projektfortschritte gekoppelt werden. Die Anhebung des Korrekturfaktors für schwachwindige Standorte in der Südregion ist beizubehalten und auf noch ertragsschwächere Standorte auszuweiten; die gleichzeitig eingeführte Begrenzung der Korrekturfaktoren in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord ist zurückzunehmen. Ausschreibungsergebnisse sind regional auszuwerten – erhalten Projekte in Süddeutschland dauerhaft unterproportional Zuschläge, ist das Referenzertragsmodell anzupassen; entsprechend ist bei den Solarausschreibungen zu prüfen, ob die bundesweit einheitliche Vergütung zu dauerhaften regionalen Ungleichgewichten führt. Eine Begrenzung der Flächenentgelte ist im Entwurf nun vorgesehen und nimmt Bürgerenergiegesellschaften ausdrücklich aus; diese Ausnahme ist beizubehalten und rechtssicher an die Eigenschaft als Bürgerenergiegesellschaft zu knüpfen. Bemessung und Vollzug der Begrenzung sind nachzubessern.

- Strommengenpfad erhalten: Die Streichung des Strommengenpfads beseitigt ein wichtiges Kontrollinstrument für den EE-Ausbau und reduziert die Planungssicherheit für EE-Investoren.

Die für die Verbändebeteiligung eingeräumte Frist von nur drei Tagen wird der Tragweite des Entwurfs nicht gerecht. Eine sachgerechte fachliche Prüfung war in dieser Zeit nicht möglich. Dieses Positionspapier ist daher als vorläufige Stellungnahme zu betrachten; wir erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

1. Abschaffung der fixen Einspeisevergütung (§§ 19-21, 25 EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf schafft die fixe Einspeisevergütung für Neuanlagen ab und differenziert die Folgeregelung nach Anlagengröße:

Kleine Anlagen erhalten künftig weder Einspeisevergütung noch Marktprämie; welche Leistungsgrenze jeweils gilt, richtet sich nach dem Jahr der Inbetriebnahme. Als befristeter Übergang ist eine befristete Übergangszahlung vorgesehen (§§ 3 Nr. 5a, 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 25 Abs. 1a EEG-E) – gestaffelt für Anlagen < 50 kW (Inbetriebnahme bis Ende 2027), < 25 kW (bis Ende 2028) und < 7 kW (bis Ende 2029). Sie liegt unter der bisherigen Einspeisevergütung und wird längstens bis zum Ende des 36. Kalendermonats nach Inbetriebnahme gezahlt. Steckersolar unter 2 kW ist ausgenommen. Die Höhe der Übergangszahlung berechnet sich aus dem anzulegenden Wert abzüglich 1 Cent je Kilowattstunde (§ 53 Abs. 1 EEG-E). Nach Ablauf der 36 Monate können Anlagenbetreiber ihre Anlage als Nulleinspeiseanlage betreiben oder den eingespeisten Strom der sonstigen Direktvermarktung oder der unentgeltlichen Abnahme zuordnen. Nur im Fall der sonstigen Direktvermarktung besteht für Anlagen unter 25 kW ein Anspruch auf den Bonus nach § 50c EEG-E in Höhe von 1,5 Cent je Kilowattstunde, längstens bis zum Ende des 48. Monats nach der erstmaligen Zuordnung zu dieser Veräußerungsform.

Anlagen zwischen 25 und 100 kW unterliegen künftig der Direktvermarktungspflicht und können dann eine Marktprämie erhalten. Die Regelungen hierzu werden in Abschnitt II (S. 4) bewertet.

Anlagen ab 100 kW sind wie bisher vollständig in die Direktvermarktung mit Marktprämie eingebunden und unterliegen dem neuen CfD-Regime (§ 21d EEG-E).

Von diesen Vergütungsformen zu unterscheiden ist die Nulleinspeisung: der vollständige Verzicht auf die Einspeisung. Überschussstrom wird zwischengespeichert oder abgeregelt. Der Entwurf baut hierfür ausdrücklich Hürden ab – Nulleinspeiseanlagen sind nach § 29 Absatz 5 Satz 1 MsbG nicht verpflichtend mit Steuerungstechnik auszustatten – und führt dies unter Bürokratieabbau auf. Die unentgeltliche Abnahme stuft die Begründung demgegenüber als Sonderfall ein und veranschlagt für sie eine Fallzahl von 200 Anlagen pro Jahr.

Für alle Neuanlagen entfällt die Ausfallvergütung ersatzlos (§ 21 Abs. 1 EEG-E).

Bewertung des BBEn

Das BBEn spricht sich gegen die vollständige Abschaffung der fixen Einspeisevergütung aus. Aufdach-Photovoltaik hat systemische Vorteile, die den Erhalt der Einspeisevergütung rechtfertigen (s. [„10 Gründe für Photovoltaik-Aufdachanlagen als zentrales Element der Energiewende“](#), DUH und BBEn):

- **Flächeneffizienz und Ausbaupotenzial:**
Aufdach-PV nutzt bereits versiegelte Flächen. Wertvolle Flächen für Natur und Landwirtschaft bleiben erhalten. In Deutschland stehen 1,2 Milliarden m² geeigneter Dachflächen zur Verfügung - mit einem technischen Potenzial von rund 409 Gigawatt Peak.
- **Netzausbau oft nicht erforderlich:**
Da städtische Stromnetze bereits auf hohe Verbrauchslasten ausgelegt sind und Solarstrom verbrauchsnahe erzeugt wird, ist ein zusätzlicher Netzausbau für Aufdach-PV in vielen Fällen geringer als bei anderen Erzeugungsformen. Selbst wenn Aufdach-Anlagen mit Wallboxen, Wärmepumpen oder Speichern auf Gebäude- und auf Quartiersebene kombiniert werden, können erhöhte Netzanforderungen weitestgehend vermieden werden, wenn sie intelligent gesteuert werden. Die verbrauchsnahe Erzeugung hat daher einen strukturellen Vorteil gegenüber zentralen Großanlagen.
- **Hohe gesellschaftliche Akzeptanz:**
PV-Anlagen auf Dächern sind die Form der Energieerzeugung mit der höchsten Zustimmung in der Bevölkerung. Sie verursachen selten Konflikte und können schnell und ohne Genehmigungsprozess realisiert werden.
- **Sektorenkopplung:**
Aufdach-PV lässt sich hervorragend mit Stromspeichern, Wärmepumpen und Elektromobilität kombinieren und verbindet so mehrere Sektoren der Energiewende.
- **Gerechtere Stadt-Land-Verteilung:**
Der EE-Ausbau konzentriert sich bislang überwiegend auf ländliche Regionen. Aufdach-PV ist der zentrale Hebel für eine gerechtere Verteilung der Wertschöpfung zwischen Stadt und Land.
- **Private Investitionen in die Energiewende:**
Dachflächen sind für Privatpersonen oft die einzig zugängliche Möglichkeit, aktiv in die Energieerzeugung zu investieren. Rund zwei Drittel der Aufdachanlagen wären ohne private Investitionen nicht realisiert worden.
- **Mieterstrom:**
Für kleinere Mieterstromanlagen (3 – 15 Wohnungen) stellt die Einspeisevergütung einen elementaren Bestandteil der gesamten Wirtschaftlichkeit des Projektes dar. Diese Größenklasse stellt die Mehrzahl der Bürgerenergieanlagen im Mieterstrombereich dar. Ohne Einspeisevergütung für den Überschussstrom sind diese Anlagen in der Regel nicht wirtschaftlich zu betreiben – dies belegt das Gutachten [„Mieterstrom ohne EEG-Vergütung“](#) (Institut der deutschen Wirtschaft im Auftrag von

Green Planet Energy, April 2026): Ein Wegfall der Einspeisevergütung würde Mieterstrom in Deutschland erheblich ausbremsen und Millionen Mieterinnen und Mieter von einer bezahlbaren Energiewende ausschließen.

Darüber hinaus generiert Aufdach-PV lokale Wertschöpfung und schafft im Vergleich mit Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen viele Arbeitsplätze in der Region – ein Effekt, den die aktuelle BMW-Studie zur regionalen Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien eindrücklich belegt. Hinzu kommt ein praktischer Flexibilitätsvorteil: Die Volleinspeisevergütung ermöglicht es Eigentümerinnen und Eigentümern sowie Genossenschaften, Dachflächen bereits zu belegen und wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben, bevor die Entscheidung über das geeignete Betriebsmodell – Mieterstrom, Eigenverbrauch oder Energy Sharing – gefallen ist. Sie senkt damit die Einstiegshürde und schafft Handlungsspielraum für eine spätere Optimierung.

Eine befristete Übergangszahlung für maximal 36 Monate schafft keine belastbare Investitionsgrundlage. Für Anlagen, die nach 2028 bzw. 2029 in Betrieb gehen, entsteht ohne funktionierenden Direktvermarktungs-Markt eine Förderungslücke. Warum der Direktvermarktungs-Markt für kleine Anlagen strukturell noch nicht funktioniert und welche konkreten Risiken das für Bürgerenergiegesellschaften bedeutet, haben wir in Abschnitt II ausgeführt.

Die Nulleinspeisung ist kein tragfähiger Ausweg aus dieser Lücke. Nach der Analyse von Agora Energiewende und Fraunhofer ISE („[Vom Hausdach in den Strommarkt](#)“, 2026) ist sie sowohl für Betreiber als auch für das Gesamtsystem die schlechteste der untersuchten Optionen: Die jährlichen Kosten liegen je nach Verbrauchertyp 8 bis 23 Prozent über dem heutigen Regime, und der Strom fehlt dem Markt auch in Stunden, in denen eine Einspeisung marktdienlich wäre. Hinzu kommt, dass sie eigenen Verbrauch hinter dem Netzverknüpfungspunkt voraussetzt: Bürgerenergiegesellschaften errichten Anlagen typischerweise auf fremden Dächern und refinanzieren sich über den Verkauf des erzeugten Stroms – ihnen steht dieser Weg nicht offen.

Hinzu kommt bürokratischer Mehraufwand: Anlagenbetreiber müssen ihre Anlage innerhalb weniger Jahre zweimal einer neuen Veräußerungsform zuordnen – zunächst der befristeten Übergangszahlung, nach 36 Monaten erneut. Für Betreiber kleiner Anlagen steht diesem Aufwand keine dauerhafte Perspektive gegenüber.

Hinzu kommt, dass die fiskalische Begründung für die Abschaffung nicht trägt: Eine Analyse von Agora Energiewende und Fraunhofer ISE („[Vom Hausdach in den Strommarkt](#)“, 2026) zeigt, dass eine Verlängerung der fixen Einspeisevergütung um vier Jahre – bis Ende 2030 – nur rund 160 Millionen Euro zusätzliche Förderkosten im Jahr 2030 verursacht (7,35 statt 7,18 Milliarden Euro), gemessen an aktuell rund 8 Milliarden Euro jährlicher Förderung für alle Solaranlagen. Die vorzeitige Abschaffung spart dem EEG-Konto somit kaum Kosten, riskiert aber einen Einbruch des Zubaus im Kleinanlagensegment; der geringe Kostenvorteil steht in keinem Verhältnis zum energiepolitischen Risiko.

Gleichzeitig erkennt das BBEn an, dass kleine Anlagen zunehmend steuerbar werden müssen und Anreize für systemdienliches Verhalten im Netz sinnvoll sind. Diese Ziele lassen sich jedoch auch innerhalb eines Förderrahmens mit fixer Einspeisevergütung erreichen – etwa durch technische Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit oder zeitvariable Vergütungskomponenten. Eine vollständige Abschaffung der Einspeisevergütung ist dafür keine notwendige Voraussetzung.

Forderungen des BBEn

- Erhalt der fixen Einspeisevergütung für Aufdach-Photovoltaikanlagen, solange kein wirtschaftlich tragfähiges Direktvermarktungsangebot für kleine Anlagen flächendeckend besteht. Die befristete Übergangszahlung 36 Monat ist – analog zur Forderung in Abschnitt II – an die Feststellung der Marktreife durch die BNetzA zu knüpfen statt an eine starre Frist.
- Steuerbarkeit und systemdienliches Verhalten sind als eigenständige politische Ziele zu verfolgen – durch konsequenten Vorantrieb des Smart-Meter-Rollouts und gezielte Flexibilitätsanreize. Sie sind kein Argument für die Abschaffung der Einspeisevergütung.
- Ausreichender Übergangszeitraum mit Investitionssicherheit für laufende und geplante Projekte.
- Die Nulleinspeisung darf nicht zum Regelfall werden. Sie verhindert die vollständige Nutzung geeigneter Dachflächen und steht Bürgerenergiegesellschaften mangels eigenen Verbrauchs nicht offen. Für jedes Anlagensegment muss mindestens eine wirtschaftlich tragfähige Einspeiseoption bestehen.

2. Absenkung der Direktvermarktungsgrenze (§§ 20, 21 EEG-E)

Regelungsinhalt

Die bisherige Bagatellgrenze von 100 kWp bei der Direktvermarktungspflicht soll abgeschafft werden. Direktvermarktung wird ab dem 1. Januar 2027 zum verpflichtenden Standard für neue EE-Anlagen. Übergangsweise ausgenommen sind Anlagen, die noch die befristete Übergangszahlung beanspruchen können – je nach Inbetriebnahmejahr unter 50, 25 oder 7 kW (s. Abschnitt I) –, sowie Steckersolargeräte unter 2 kW.

Anlagen unter 100 kW ohne Anspruch auf die Übergangszahlung müssen ihren Strom künftig selbst oder über einen Direktvermarkter an der Börse vermarkten (§§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 20 Satz 1 Nr. 1 EEG-E). Wer den eingespeisten Strom nicht direkt vermarktet, kann ihn nur noch unentgeltlich abgeben – der Netzbetreiber nimmt den Strom ab, zahlt jedoch nichts dafür (§ 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG-E). Daneben steht der vollständige Verzicht auf die Einspeisung (Nulleinspeisung, s. Abschnitt I).

Alle direktvermarkteten Neuanlagen müssen zudem unabhängig von ihrer Größe die technischen Anforderungen zur Fernsteuerbarkeit und Ist-Einspeisungsabfrage erfüllen (§ 10b Abs. 1 EEG-E).

Bewertung des BBEn

Das BBEn teilt das grundsätzliche Ziel einer stärkeren Marktintegration. Die Absenkung der Direktvermarktungsgrenze ist jedoch verfrüht. Solange es keine massentauglichen kostengünstigen Direktvermarktungsangebote gibt, macht die Vermarktungspflicht Dach-PV-Anlagen nur unwirtschaftlicher für Bürgerenergiegesellschaften.

Die Absenkung der Direktvermarktungs-Schwelle birgt für Bürgerenergiegesellschaften erhebliche strukturelle Risiken:

- Prozesse nicht massentauglich:
Die Prozesse zwischen Netzbetreibern und Direktvermarktern sind aktuell nicht massentauglich. Geringe und schwer kalkulierbare Überschussmengen kleiner Eigenverbrauchsanlagen stehen einem hohen Verwaltungsaufwand und damit zusätzlichen Kosten gegenüber. Derzeit gibt es keine Direktvermarkter, die bereit sind, solche kleinen Mengen zu vermarkten.
- Erhöhte finanzielle Risiken:
Bürgerenergiegesellschaften sind kleiner und weniger diversifiziert als große Energieunternehmen. Sie können Risiken nicht streuen. Die verpflichtende Direktvermarktung macht die Anlagen unwirtschaftlicher durch die zusätzlichen Vermarktungskosten.
- Eingeschränkte Finanzierungsmöglichkeiten:
Banken und Investoren werden zurückhaltender, Kredite zu gewähren, da die verpflichtende Direktvermarktung als unsicher angesehen wird. Dies führt zu höheren Finanzierungskosten und gefährdet die Projektrealisierung.
- Verschärfend kommt hinzu, dass alle direktvermarkteten Neuanlagen künftig unabhängig von ihrer Größe die technischen Anforderungen zur Fernsteuerbarkeit und Ist-Einspeisungsabfrage erfüllen müssen (§ 10b Abs. 1 EEG-E). Dafür ist die Nachrüstung des Wechselrichters mit einer lokalen Messeinrichtung sowie einem Kommunikationsmodul erforderlich, über das der Netzbetreiber Einspeisedaten abrufen und auf die Anlage zugreifen kann. Diese Zusatzkosten sinken jedoch nicht proportional mit der Anlagengröße: Für eine kleine Anlage mit geringer Einspeisemenge fallen nahezu dieselben Aufwendungen an wie für eine deutlich größere – was Kleinstanlagen überproportional verteuert und ihre Wirtschaftlichkeit zusätzlich belastet. Dies ist ein weiteres Argument gegen die Absenkung der Direktvermarktungsgrenze bzw. für einen finanziellen Ausgleich bei funktionierender Direktvermarktung: Wer kleine Anlagen zur Direktvermarktung verpflichtet, erzwingt damit gleichzeitig Kosten, die für diese Anlagenklasse in keinem vertretbaren Verhältnis zum erzielbaren Vermarktungserlös stehen.
- Bei Anlagen, die für den Eigenverbrauch optimiert sind (ca. 200–250 kW), verbleiben für die Einspeisung typischerweise nur 50–100 kW – zu wenig, um für Direktvermarkter wirtschaftlich interessant zu sein. Verbleibende Dachflächen bleiben damit ungenutzt. Die Regelung konterkariert eine optimale Dachnutzung.
- Eine Form der Direktvermarktung, die für Bürgerenergiegesellschaften praktisch zugänglich ist, könnte Energy Sharing nach § 42c EnWG sein. Energy Sharing nach § 42c EnWG ist als sonstige Direktvermarktung im Sinne des § 21a EEG einzuordnen und steht Bürgerenergiegesellschaften damit grundsätzlich als Vermarktungsform offen. Praktisch ist Energy Sharing derzeit allerdings noch nicht umsetzbar. § 42c EnWG enthält kein finanzielles Anreizsystem: Geteilter Strom trägt volle Netzentgelte, Umlagen und Abgaben – anders als in vergleichbaren europäischen Ländern wie Österreich oder Italien. Dies macht Energy Sharing wirtschaftlich derzeit kaum tragfähig. Die ausführliche Bewertung und die konkreten Nachbesserungsforderungen des BBEn zu Energy Sharing (§ 42c EnWG) – zu Wirtschaftlichkeit, Anlagenzahl,

Musterverträgen, Stromlieferantenpflichten und räumlichem Anwendungsbereich – finden sich im Positionspapier des BBEn zum Netzanschlusspaket (Kapitel IV). An dieser Stelle wird Energy Sharing ausschließlich als anrechenbare Form der Direktvermarktung für Bürgerenergiegesellschaften behandelt.

- Mit § 50c EEG-E führt der Entwurf erstmals einen Bonus für Strom ein, der über die sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG vermarktet wird (1,5 ct/kWh, nur Anlagen < 25 kW, befristet auf 48 Monate). Für Anlagen dieser Größe ist die sonstige Direktvermarktung zugleich die einzige vergütete Vermarktungsform, denn eine Marktprämie steht ihnen nicht offen. Ein Dienstleistungsmarkt für die Vermarktung von Kleinstmengen existiert jedoch nicht: Für eine Anlage mit wenigen Kilowatt Überschusseinspeisung findet sich derzeit kein Vermarkter, der die Abwicklung zu vertretbaren Kosten übernimmt. Der Bonus setzt damit die Marktinfrastruktur voraus, die er erst herbeiführen soll. Hinzu kommt, dass unklar ist, ob er Energy Sharing erfasst: Der Entwurf stellt allein auf den Markthochlauf der Direktvermarktung ab und erwähnt § 42c EnWG nicht. Nach der Einordnung des BBEn – Energy Sharing als sonstige Direktvermarktung nach § 21a – wäre der Bonus grundsätzlich einschlägig; eine ausdrückliche gesetzliche Klarstellung fehlt jedoch. Da Energy Sharing die einzige Vermarktungsform ist, über die kleine Anlagen die Voraussetzungen des § 50c EEG-E in der Fläche erfüllen könnten, ist diese Klarstellung keine Detailfrage, sondern Voraussetzung dafür, dass der Bonus überhaupt Wirkung entfaltet.
- Die Ausnahme für kleine Anlagen ist keine dauerhafte Grenze, sondern eine auslaufende Übergangserscheinung. Die Begründung des Entwurfs stellt ausdrücklich klar, dass nach Ablauf der Übergangsphase im Grundsatz für alle Neuanlagen eine Direktvermarktungspflicht für den eingespeisten Strom besteht. Auch Betreiber kleiner Anlagen müssen ihren Strom künftig direkt vermarkten, wenn sie dafür überhaupt eine Vergütung erhalten wollen; die verbleibenden Alternativen – unentgeltliche Abnahme und Nulleinspeisung – sind beide unvergütet. Die Diskussion über Leistungsschwellen verdeckt damit den eigentlichen Regelungsgehalt: Der Entwurf senkt die Direktvermarktungsgrenze nicht auf einen niedrigeren Wert, sondern schafft sie in vier Schritten vollständig ab.
- Das grundlegende Problem ist, dass die DV-Pflicht zeitlich fixiert ist, nicht marktabhängig. Es fehlt ein Mechanismus, der messbar macht, ab wann der DV-Markt für kleine Anlagen tatsächlich funktioniert. Ohne solche Kriterien ist weder für Anlagenbetreiber noch für den Gesetzgeber erkennbar, wann die Voraussetzungen für eine DV-Pflicht erfüllt sind.

Forderungen des BBEn

- Die verpflichtende Direktvermarktung (DV) für Anlagen unter 100 kW darf erst eingeführt werden, wenn die Bundesnetzagentur anhand verbindlicher Marktreifekriterien festgestellt hat, dass der DV-Markt für kleine Strommengen flächendeckend und zu wirtschaftlichen Konditionen funktioniert. Die Kriterien sind gesetzlich zu definieren und könnten umfassen: das Vorhandensein von mindestens drei unabhängigen DV-Anbietern mit wirtschaftlichen Preisen sowie eine flächendeckende Verfügbarkeit entsprechender Angebote. Die BNetzA veröffentlicht jährlich einen Bericht über den Stand des DV-Markts für kleine Anlagen. Der Entwurf legt diesen Mechanismus im Ansatz bereits an: § 85 Abs. 2 Nr. 2a EEG-E ermächtigt die Bundesnetzagentur, die Übergangszahlung bis längstens 31. Dezember 2032 zu verlängern,

wenn die Direktvermarktung noch nicht massengeschäftstauglich ist. Diese Kann-Regelung ist in eine gebundene Entscheidung zu überführen und vom starren Enddatum zu lösen: Die Übergangszahlung muss fortbestehen, bis die Marktreife festgestellt ist.

- Die technischen Voraussetzungen (Steuerbarkeit, Smart-Meter-Rollout) müssen kostengünstig zur Verfügung stehen bzw. ausgeglichen werden, bevor eine DV-Pflicht greifen kann.
- Es ist gesetzlich klarzustellen, dass Bürgerenergiegesellschaften ihre Direktvermarktungspflicht über eine Energy-Sharing-Gemeinschaft nach § 42c EnWG erfüllen können.
- Es ist gesetzlich klarzustellen, dass der Bonus nach § 50c EEG-E auch für über Energy Sharing (§ 42c EnWG) vermarkteten Strom gilt. Leistungsgrenze (< 25 kW), Befristung (48 Monate) und Höhe (1,5 ct/kWh) sind so anzupassen, dass Bürgerenergiegesellschaften tatsächlich erreicht werden. Solange für Anlagen dieser Größenklasse kein Vermarktungsangebot besteht, bleibt der Bonus wirkungslos; er ist daher an eine Vermarktungsform zu koppeln, die kleine Anlagen praktisch erreichen können.
- Sollte eine Absenkung dennoch umgesetzt werden, ist die erste Stufe unbedingt einem Monitoring zu unterziehen, das insbesondere die Auswirkungen auf kleine und mittlere Akteure im Blick hat.

3. Förderrahmen für Dach-PV: Fördersatz, Spitzenkapung und Ausschreibungsvolumen (§§ 9 Abs. 2b, 28b Abs. 2, 48 EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht für PV-Dachanlagen zwischen 25 kWp und 750 kWp (zweites Segment) einen einheitlichen, größenunabhängigen anzulegenden Wert von 6,2 ct/kWh vor – eine Absenkung gegenüber dem bisherigen Satz von 7 ct/kWh (§ 48 Abs. 1 EEG-E). Die bisherige Zusatzförderung für Volleinspeiser und Anlagensplitting entfällt (§ 48 Abs. 2a EEG-E). Zudem müssen neue Solaranlagen des zweiten Segments ihre Wirkleistungseinspeisung künftig dauerhaft auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen (§ 9 Abs. 2b EEG-E). Das Ausschreibungsvolumen für das zweite Segment wird zudem von 2.300 MW auf 1.500 MW jährlich gesenkt.

Bewertung des BBEn

In Verbindung mit der Direktvermarktungspflicht (s. Abschnitt II) ergibt sich für die Wirtschaftlichkeit von Dach-PV ein problematisches Gesamtbild: Während die Kosten durch die DV-Pflicht steigen, sinken gleichzeitig Förderhöhe und Ausschreibungsvolumen.

Die Vereinheitlichung des Fördersatzes bringt administrative Vereinfachungen. Die Abschaffung der Zusatzförderung für Volleinspeiser setzt jedoch den Anreiz außer Kraft, Dachflächen vollständig für die Solarstromerzeugung zu nutzen. Gerade der vollständige Ausbau von Dachflächen trägt wesentlich zur Maximierung des Solarpotenzials bei, ohne zusätzliche Flächeninanspruchnahme zu erfordern.

Die dauerhafte Spitzenkappung auf 50 Prozent soll den Zubau von Speichern fördern, um Mittagsspitzen in die Abendstunden zu verlagern. Dieses Ziel ist grundsätzlich sinnvoll. Die Kombination aus der Kappung, dem Wegfall der Volleinspeiser-Förderung und der Absenkung des Fördersatzes verstärkt den Effekt, Dachflächen nicht mehr vollständig zu belegen.

Die Senkung des Ausschreibungsvolumens für das zweite Segment von 2.300 auf 1.500 MW jährlich steht dem Ziel eines ambitionierten Ausbaus von Aufdach-PV entgegen.

Forderungen des BBEn

- Beibehaltung von Anreizen für die vollständige Ausnutzung von Dachflächen, etwa durch differenzierte Förderung nach Eigenverbrauchs- und Einspeiseanteilen oder gezielte Bonusregelungen für hohe Auslastungsgrade. Dabei sollte die Förderstruktur so einfach wie möglich gehalten werden — weniger Staffellungen, dafür gezielte Boni für systemdienliches Netzverhalten. Eine übermäßige Staffelung der Fördersätze führt in der Praxis zu Abrechnungsproblemen und Rechtsunsicherheit.
- Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für das zweite Segment, um den dringend benötigten Ausbau von Aufdach-PV nicht zu bremsen.

4. Bürgerenergieregulungen rechtssicher machen (§§ 3 Nr. 15, 22, 22b, 24, 46 EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf enthält kaum Korrekturen der bestehenden strukturellen Probleme der Bürgerenergieregulungen. Zentrale Schwachstellen aus dem geltenden Recht werden nicht adressiert.

Bewertung des BBEn

Das BBEn identifiziert sieben konkrete Handlungsbedarfe:

1. Definition von Bürgerenergiegesellschaften (§ 3 Nr. 15 EEG)

Die aktuelle Definition schließt Projektgesellschaften aus, die über eine bürgerenergiegetragene Muttergesellschaft errichtet werden. Damit werden praxisübliche Strukturen der Projektentwicklung nicht erfasst.

Zudem schließt die in § 3 Nr. 15 EEG verankerte KMU-Abgrenzung derzeit größere kommunale Unternehmen – insbesondere Stadtwerke – aus, obwohl diese wichtige Partner bürgerenergiegetragener Projekte sind.

2. Abschaffung der Sperrfrist (§ 22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 2 EEG)

Bürgerenergiegesellschaften und ihre Mitglieder, die juristische Personen sind, dürfen derzeit nur ein Wind- und ein Solarfreiflächenprojekt innerhalb von drei Jahren realisieren. Die Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften sind bereits jetzt sehr hoch - eine zusätzliche zeitliche Beschränkung ist nicht gerechtfertigt. In der Praxis bedeutet das: Wer als Bürgerenergiegesellschaft bereits ein Wind- oder Solarprojekt realisiert hat, darf für drei Jahre weder an Ausschreibungen teilnehmen noch die Sonderregelung zur Ausschreibungsbefreiung nutzen - unabhängig davon, wie viel Erfahrung und Kapazität die Gesellschaft mitbringt.

3. Reparatur des § 46 EEG - das Vorvorjahr-Problem

Die Vergütung für Windenergieanlagen wird unter anderem anhand des Strommarktwerts zwei Jahre vor Inbetriebnahme berechnet. Da der genaue Zeitpunkt der Inbetriebnahme bei der Finanzierungsentscheidung noch nicht feststeht, können Banken die tatsächliche Vergütungshöhe nicht verlässlich kalkulieren. Das macht Kredite teurer oder sogar unmöglich. Bei der Bestimmung des anzulegenden Werts für Windenergieanlagen nach § 46 EEG führt die Nutzung von Vorvorjahresdaten zu erheblicher Planungsunsicherheit, wenn das maßgebliche Datum unklar bleibt. Würde beim Vorvorjahr auf die Inbetriebnahme abgestellt, würden Bürgerenergiegesellschaften aufgrund der fehlenden Kalkulationsgrundlage gegenüber übrigen Marktteilnehmern sogar benachteiligt. Diese rechtliche Unsicherheit ist ein wesentlicher Grund dafür, dass die Regelungen des § 22b EEG bislang kaum praktische Relevanz entfalten.

4. Reparatur des § 22b - Rechtsfolgen bei Nicht-Erfüllung

Der Entwurf lässt offen, welche Rechtsfolgen eintreten, wenn eine Bürgerenergiegesellschaft die Kriterien von § 22b EEG nicht mehr erfüllt. Diese Rechtsunsicherheit erschwert die Fremdkapitalbeschaffung erheblich.

5. Ablösung der 18-MW-Begrenzung (§ 22 EEG)

Die bestehende Leistungsbegrenzung von 18 MW ist technisch überholt - sie orientiert sich an sechs Windenergieanlagen à 3 MW. Alternativ ist eine Begrenzung auf sechs Anlagen ohne Leistungsbegrenzung vorzusehen.

6. Klarstellung der Anlagenverklammerung (§ 24 EEG-E)

Der Referentenentwurf modernisiert die Anlagenverklammerung für PV-Freiflächenanlagen. Es bleibt jedoch unklar, ob Bürgerenergiesolarparks vollständig von der Zusammenfassung mit anderen Anlagen ausgenommen sind - insbesondere mit privilegierten Außenbereichsanlagen.

7. Meldefrist nach BImSchG-Genehmigung

Die aktuelle Regelung sieht vor, dass Windprojekte innerhalb von drei Wochen nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung bei der Bundesnetzagentur gemeldet werden müssen. Diese Frist ist für Bürgerenergiegesellschaften strukturell zu kurz: Anders als kommerzielle Projektierer müssen Bürgerenergiegesellschaften interne Entscheidungsprozesse einhalten - Mitgliederversammlungen einberufen, Finanzierungsentscheidungen abstimmen und Gremien beteiligen. All das lässt sich in drei Wochen regelmäßig nicht abschließen. Eine Fristverfehlung kann dabei weitreichende Konsequenzen für den Vergütungsanspruch haben. Die kurze Meldefrist benachteiligt damit Bürgerenergiegesellschaften strukturell gegenüber kommerziellen Akteuren - ohne dass dafür ein sachlicher Grund ersichtlich wäre.

Forderungen des BBEn

- Erweiterung der Definition in § 3 Nr. 15 EEG auf Projektgesellschaften mit qualifizierter Bürgerenergieträgerschaft: Eine zeitgemäße Definition muss auch Projektgesellschaften einschließen, wenn eine der beteiligten Muttergesellschaften aus dem Beteiligungsgebiet mindestens 51 Prozent der Stimmrechte und 51 Prozent der Anteile an der Projektgesellschaft hält, aus mindestens 50 natürlichen Personen besteht, die bei Stellung des Bauantrages bzw. der BImSchG-Genehmigung seit mindestens einem Jahr im Beteiligungsgebiet gemeldet sind, und die mindestens 70 Prozent der Stimmrechte an der Muttergesellschaft halten. Zusätzlich Anpassung der KMU-Abgrenzung in § 3 Nr. 15 EEG, sodass die Beteiligung kommunaler Gebietskörperschaften und ihrer mehrheitlich kommunal gehaltenen Tochterunternehmen die Einordnung als Bürgerenergiegesellschaft nicht ausschließt.
- Abschaffung der Sperrfrist in § 22b Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 Nr. 2 EEG.
- Klarstellung des maßgeblichen Datums in § 46 EEG (Meldedatum bei BNetzA statt Vorvorjahr der Inbetriebnahme).
- Klare gesetzliche Regelung der Rechtsfolgen bei Nicht-Erfüllung der Kriterien von § 22b EEG: Die erste Nachweisführung über die Erfüllung der Kriterien sollte erst nach zehn Jahren erfolgen. Bei Nicht-Erfüllung ist der Gesellschaft eine Frist von sechs Monaten zur Bereinigung einzuräumen, bevor weitere Konsequenzen eintreten. Kann die Nicht-Erfüllung nicht behoben werden, sollte nicht der vollständige Vergütungsanspruch entfallen, sondern ein Rückfall auf eine Notvergütung in Höhe von 60 Prozent des anzulegenden Werts vorgesehen werden — dies schafft die Planungssicherheit, die Banken für eine Finanzierung benötigen. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass der Vergütungsanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG im Falle einer Insolvenz oder Verwertung bestehen bleibt: Andernfalls können Banken ein insolventes Projekt nur durch Gründung einer neuen Bürgerenergiegesellschaft fortführen — eine Anforderung, die eine Finanzierung faktisch ausschließt. Ein Missbrauchsrisiko ist dabei nicht zu erwarten.
- Ablösung der 18-MW-Begrenzung durch Überführung in ein eigenes wettbewerbliches Segment oder alternativ Begrenzung auf sechs Anlagen.
- Bürgerenergiesolarparks nach § 22b EEG sind im Rahmen von § 24 EEG klar und vollständig von der Verklammerung mit Nicht-Bürgerenergieanlagen auszunehmen – auch gegenüber privilegierten Außenbereichsanlagen.
- Verlängerung der Meldefrist nach BImSchG-Genehmigung von derzeit drei Wochen auf sechs Monate.

5. Vergütungsausfall bei negativen Strompreisen (§ 51 Abs. 1, § 51a Abs. 1, § 21 Abs. 1 EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht vor, dass Anlagenbetreiber in Zeiten negativer Börsenstrompreise künftig sofort keine Vergütung mehr erhalten – der Zahlungsanspruch verringert sich auf null (§ 51 Abs. 1 EEG-E). Als Ausgleich werden die ausgefallenen Stunden an den 20-jährigen Förderzeitraum angehängt – Betreiber können die entgangene Vergütung also theoretisch im 21. Betriebsjahr nachholen (§ 51a Abs. 1 EEG-E). Ausgenommen von der sofortigen Nullstellung sind Anlagen in der Netzbetreiberabnahme, solange sie noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind (§ 51 Abs. 2 EEG-E). Die bisherige Ausfallvergütung entfällt für Neuanlagen ersatzlos (§ 21 Abs. 1 EEG-E).

Bewertung des BBEn

Die Neuregelung verändert die Wirtschaftlichkeitsberechnung für EE-Anlagen erheblich – insbesondere für Photovoltaik und kleine Wasserkraftanlagen.

Negative Preise treten zunehmend genau dann auf, wenn PV-Anlagen am meisten produzieren: in den Mittags- und Nachmittagsstunden bei hoher Sonneneinstrahlung. Laut Auswertung des BEE war 2025 bereits rund ein Viertel der gesamten PV-Jahreseinspeisung von negativen Preisen betroffen. Für 2026 geht der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) von einem Anteil von über 30 Prozent aus – mit weiter steigender Tendenz. Selbst bei optimalem Ausbau von Speichern und Flexibilitäten werden laut BEE-Studie dauerhaft 300 bis 500 negative Strompreisstunden pro Jahr verbleiben. § 51 ist damit für PV-Anlagen längst kein Randphänomen mehr, sondern ein zentrales Investitions- und Finanzierungsrisiko.

Die Verlängerungsoption nach § 51a löst das eigentliche Problem nicht. Die Erlösausfälle entstehen in den ersten Betriebsjahren – genau dann, wenn Kredite bedient, Betriebskosten gedeckt und Direktvermarkter bezahlt werden müssen. Eine Nachholung im 21. Betriebsjahr gleicht diesen Liquiditätsausfall nicht aus. Für Bürgerenergiegesellschaften, die finanzielle Risiken nicht über mehrere Projekte streuen können, kann ein Jahr mit unerwartet vielen negativen Stunden existenzgefährdend sein.

Hinzu kommt ein strukturelles Problem bei der Direktvermarktung: Direktvermarkter haben zwar einen Anreiz, die Einspeisung bei negativen Preisen zu reduzieren. Sie haben aber keinen Anreiz, so stark abzuregeln, dass der Preis wieder positiv wird – denn dann müssten sie den Anlagenbetreiber entschädigen. Das wirtschaftliche Risiko bleibt damit beim Anlagenbetreiber, während der eigentliche Lenkungseffekt ausbleibt.

Forderungen des BBEn

- Der sofortige Vergütungsausfall bei negativen Preisen muss durch einen Mechanismus abgefedert werden, der die Liquidität kleiner Anlagenbetreiber in den laufenden Betriebsjahren sichert – eine Nachholung im 21. Betriebsjahr reicht dafür nicht aus.

- Als Alternative zur reinen Zeitförderung empfiehlt das BBE die Prüfung einer Mengenförderung: Anlagenbetreiber und Direktvermarkter würden bei negativen Preisen nicht einspeisen; der Strom wird in diesen Zeiten entweder abgeregelt oder vom Netzbetreiber unentgeltlich abgenommen. Die Energiemengen würden über 20 Jahre summiert und im 21. Betriebsjahr nachgeholt. Dies würde auch das Direktvermarkter-Problem lösen: Der Anreiz, bei negativen Preisen tatsächlich abzuregeln, wäre für alle Beteiligten gegeben.
- Für Bürgerenergiegesellschaften ist eine Mindestvergütung vorzusehen: Da sie finanzielle Risiken nicht über mehrere Projekte streuen können, gefährden Erlösausfälle in den ersten, kreditintensiven Betriebsjahren ihre Liquidität und Planbarkeit – eine Nachholung im 21. Betriebsjahr reicht dafür nicht aus. Die kumulativen wirtschaftlichen Auswirkungen der Negativpreisregelung im Zusammenspiel mit Direktvermarktungspflicht, CfD-Abschöpfung und den AgNes-Prozess-Lasten müssen in einer Gesamtfolgenabschätzung bewertet werden, bevor diese Maßnahmen in Kraft treten.

6. Einführung zweiseitiger Differenzverträge / Contracts for Difference (§§21d, 21e EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf führt zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) als neuen Fördermechanismus ein. Für alle geförderten Neuanlagen ab 100 kW gilt: Liegt der Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert, zahlen Anlagenbetreiber einen produktionsabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf die tatsächlich eingespeiste Strommenge zurück. Liegt der Marktwert darunter, erhalten sie die Differenz als Förderung. Biomasseanlagen und Anlagen unter 100 kW sind ausgenommen.

Bewertung des BBE

Das BBE erkennt die Notwendigkeit eines CfD-Mechanismus aufgrund der EU-rechtlichen Vorgaben an. Positiv zu bewerten ist, dass der Refinanzierungsbeitrag produktionsabhängig ausgestaltet wird – er knüpft an tatsächlich erzeugte und eingespeiste Strommengen an, nicht an fiktive Erlöse. Dies ist sachgerecht. Ebenfalls begrüßt das BBE die Ausnahme von Biomasseanlagen sowie die De-minimis-Regelung für Anlagen unter 100 kW als solche. Der Entwurf weist jedoch in mehreren Punkten Schwächen auf:

- Ein Marktwertkorridor ist im Entwurf nicht vorgesehen. Mit steigendem Strompreisniveau steigen regelmäßig auch die Kosten der Direktvermarktung – Prognose-, Ausgleichsenergie- und Abregelungsrisiken –, die an Anlagenbetreiber weitergegeben werden. Ohne Marktwertkorridor wird faktisch mehr abgeschöpft als der tatsächliche Mehrerlös oberhalb des Strikepreises. Zudem würden Anlagenbetreiber diese Risiken vorsorglich in ihre Ausschreibungsgebote einpreisen – was die Förderkosten insgesamt erhöht.

- Power Purchase Agreements (PPAs) sind eine wichtige Finanzierungsform, insbesondere für Bürgerenergiegesellschaften und dürfen durch die CfD-Regelung nicht belastet werden. Nach dem aktuellen Entwurf gefährdet jedoch § 21e EEG-E die Finanzierbarkeit von PPAs als marktlicher Alternative zur staatlichen Förderung. Wer nach § 21e EEG-E aus der Förderung austritt, um einen PPA abzuschließen, soll diese Entscheidung in den ersten zehn Kalenderjahren nach Inbetriebnahme nicht rückgängig machen können. Bisher fungierte die EEG-Marktprämie als Absicherung: Fiel der PPA-Abnehmer aus, konnte die Anlage zurück in die Marktprämie fallen – was die Kreditkosten niedrig hielt. Diese Rückfalloption entfällt künftig. Für Kurz- und Mittelfrist-PPAs mit Laufzeiten von drei bis fünf Jahren – typisch für Bürgerenergiegesellschaften und mittelständische Akteure – bedeutet das nach PPA-Ablauf volles Marktrisiko ohne staatliches Sicherheitsnetz. Banken werden solche Konstellationen nicht finanzieren.
- Die De-minimis-Schwelle von 100 kW ist zu niedrig: Zahlreiche kleinere Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften würden unter die CfD-Pflicht fallen, für die der Verwaltungsaufwand in keinem Verhältnis zu den möglichen Rückzahlungsbeträgen steht.
- Die rückwirkende Jahresberechnung bei gleichzeitigen monatlichen Abschlägen sowie die viertelstündliche Anpassung bei geringen Markterlösen sind komplex und schwer überprüfbar.
- Positiv hervorzuheben ist, dass der CfD-Mechanismus nach § 21d EEG-E Abschöpfungserlöse generiert, wenn der Marktwert den anzulegenden Wert übersteigt. Über die Verwendung dieser Mittel macht der Entwurf jedoch keine Aussage.

Forderungen des BBEn

Das BBEn fordert den § 21d EEG grundsätzlich beizubehalten, aber deutlich nachzuschärfen:

- Produktionsabhängigkeit des Refinanzierungsbeitrags erhalten.
- Einen dynamischen und ausreichend weiten Marktwertkorridor einführen, der reale Vermarktungs-, Direktvermarktungs- und Marktwerttrisiken abbildet.
- § 21e EEG-E muss so ausgestaltet werden, dass kurz- und mittelfristige PPAs für Neuanlagen finanzierbar bleiben. Das BBEn empfiehlt zwei Modelle zu prüfen: ein Opt-in-Modell (s. [Positionierung des bne](#)), bei dem Anlagenbetreiber nach Ablauf eines PPA einmalig in das CfD-Regime eintreten können, sowie eine serielle Finanzierung (s. Analyse der Agora Energiewende: [“Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen”](#)), bei der die staatliche CfD-Absicherung erst nach einer frei wählbaren Marktphase greift.
- De-minimis-Schwelle auf mindestens 200 kW anheben.
- Berechnungslogik transparent und administrativ einfach gestalten:
- Abschöpfung soll auf Monatsbasis berechnet werden – nicht auf Jahresbasis. Monatliche Berechnungen reduzieren notwendige Liquiditätspuffer und senken damit die Finanzierungskosten.

- Vereinfachte „0“-Meldungen einführen: In Monaten, in denen der Monatsmarktwert unter dem anzulegenden Wert liegt und keine Abschöpfung anfällt, soll eine vereinfachte Nullmeldung ausreichen statt einer vollständigen Abrechnung.
- Die Abschöpfungserlöse aus dem CfD-Mechanismus nach § 21d EEG-E sind zweckgebunden für Entlastungsmaßnahmen einzusetzen, beispielsweise zur Senkung der Stromsteuer oder als Klimageld.

7. Weitere Regelungen

7.1 Messwesen und digitale Infrastruktur

Regelungsinhalt

Der Entwurf verpflichtet Anlagenbetreiber ab einer installierten Leistung von 2 kW, die in das Netz einspeisen, bis Ende 2028 ein intelligentes Messsystem nebst Steuerungseinrichtung zu installieren (§ 9 Abs. 2 Satz 4 EEG-E). Diese Regelung schafft die technische Grundlage für die künftige Direktvermarktung und systemdienliches Einspeiseverhalten.

Bewertung des BBEn

Das BBEn begrüßt die geplanten Regelungen zum beschleunigten Smart-Meter-Rollout: Sie schaffen die technische Grundlage für die künftige Direktvermarktung und systemdienliches Einspeiseverhalten. Die in § 30 MsbG gedeckelte Kostenpauschale von 50 Euro pro Jahr bildet nur einen Teil der tatsächlichen Gesamtkosten für den Anlagenbetreiber ab: Hinzu kommen die Grundkosten für das Smart Meter selbst sowie Zuschüsse des Netzbetreibers, sodass der Messstellenbetreiber (MSB) insgesamt deutlich höhere regulierte Erlöse pro Anlage vereinnahmt. Es besteht das Risiko, dass diese regulierten Erlöse dauerhaft bei wenigen großen Akteuren verbleiben und dass technologiebedingte Kostensenkungen nicht an Anlagenbetreiber weitergegeben werden. Darüber hinaus gibt es bisher keine klaren Anforderungen und finanzielle Konsequenzen für Netzbetreiber, wenn sie ihrer Pflicht nicht zügig und qualitätsgerecht nachkommen, die für die Direktvermarktung notwendigen IT-Prozesse und Schnittstellen aufzubauen. Ebenso fehlen die Anreize dies zu tun.

Forderungen des BBEn

- Den Rollout für Steuerungsanwendungen erst verpflichtend machen, wenn die notwendige Technik flächendeckend und zu wettbewerblichen Konditionen verfügbar ist.
- Die gesetzliche Haftung der SMGW-Administratoren für Schadensfälle und Folgekosten bei Systemausfall muss sichergestellt werden.
- Der Gesetzgeber muss sicherstellen, dass Kostensenkungen bei Smart Metern und Steuerungseinrichtungen, die sich aus technologischem Fortschritt und Skaleneffekten ergeben, verpflichtend an Anlagenbetreiber weitergegeben werden – etwa durch regelmäßige Überprüfung und Absenkung der Preisobergrenzen nach § 30 MsbG.

Netzbetreiber müssen durch finanzielle Anreize und Pönalen dazu verpflichtet werden, die für die Direktvermarktung notwendigen IT-Prozesse und Schnittstellen fristgerecht und qualitätsgerecht bereitzustellen.

7.2 Steckersolargeräte

Regelungsinhalt

Der Entwurf erlaubt, dass Steckersolargeräte, die in Kombination mit einem Speicher hinter demselben Wechselrichter betrieben werden, künftig ohne Elektrikerabnahme in Betrieb genommen werden können (§ 3 Nr. 43 EEG-E).

Bewertung des BBEn

Das BBEn begrüßt diese Regelung ausdrücklich. Steckersolar ermöglicht einen niedrigschwelligen Zugang zur Stromerzeugung für Bürgerinnen und Bürger ohne eigene Dachfläche – ein wichtiger Beitrag zur gesellschaftlichen Teilhabe an der Energiewende. Die Erweiterung auf kombinierte Speicherlösungen ist ein sinnvoller Schritt, der die Attraktivität und Nutzbarkeit von Steckersolargeräten deutlich erhöht.

Forderungen des BBEn

Die vereinfachte Inbetriebnahme von Steckersolargeräten ist beizubehalten und konsequent umzusetzen.

7.3 Streichung des Berichts zur Bürgerenergie (§ 99b EEG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht die Streichung des jährlichen Berichts der Bundesnetzagentur über Erfahrungen mit den EEG-Bestimmungen zur Sicherung der Bürgerenergie und der Bürgerbeteiligung vor. § 99b EEG wird im Rahmen von Artikel 1 Nummer 122 gestrichen und durch einen neuen § 99a ersetzt, der diese Berichtspflicht nicht weiterführt.

Bewertung des BBEn

Das BBEn lehnt diese Streichung ab. Der Bericht nach § 99b EEG ist bislang von der Bundesnetzagentur nicht veröffentlicht worden, obwohl die gesetzliche Pflicht dazu besteht. Gerade in einer Phase, in der zentrale Regelungen des EEG für Bürgerenergiegesellschaften neu gestaltet werden, ist ein systematisches Monitoring des Sektors unverzichtbar. Das BBEn misst diesem Monitoring ein solches Gewicht bei, dass es bereit ist, die Beobachtung der Bürgerenergie im Zweifel selbst zu übernehmen: Sollte der Bericht gestrichen

werden, wird das BBEn prüfen, ein eigenes Monitoring zur Lage der Bürgerenergie aufzusetzen – ohne den Staat damit aus seiner Verantwortung zu entlassen.

Forderungen des BBEn

- § 99b EEG ist beizubehalten und nicht zu streichen.
- Die Bundesnetzagentur ist zur regelmäßigen Veröffentlichung des Berichts zu verpflichten – verbunden mit klaren Konsequenzen bei Ausbleiben desselben.

7.4 Windenergie: Ausschreibungsvolumen, Realisierungsfristen, Pachthöhen und Standortsteuerung

Regelungsinhalt

Der Entwurf hebt das Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land um die im Klimaschutzprogramm 2026 beschlossenen 12 GW an (§ 28 EEG-E) und setzt damit diese Forderung um. Die Realisierungsfrist zwischen Bezuschlagung und Inbetriebnahme wird durch den Entwurf von bislang 30 auf 36 Monate verlängert (§ 36i EEG-E; entsprechend die Frist für das Erlöschen des Zuschlags nach § 36e EEG-E).

Zur Standortsteuerung ändert der Entwurf § 36h EEG-E. Für Windenergieanlagen in der Südregion wird der Korrekturfaktor unterhalb eines Gütefaktors von 50 Prozent von 1,55 auf 1,65 angehoben. Zugleich werden mit der Küstenregion und der Region Mitte-Nord zwei neue Windregionen eingeführt, in denen die anwendbaren Stützwerte begrenzt werden: In der Küstenregion sind künftig nur noch Stützwerte ab einem Gütefaktor von 80 Prozent anwendbar (Korrekturfaktor maximal 1,16), in der Region Mitte-Nord nur noch ab 70 Prozent (maximal 1,29). Für Anlagen außerhalb der drei Regionen bleibt es bei einem Gütefaktor ab 60 Prozent und einem Korrekturfaktor von maximal 1,42. Für Gebotstermine vor dem 1. Januar 2029 sehen § 36h Absatz 1a und 1b EEG-E Übergangsregelungen vor (Küstenregion 70 Prozent, Region Mitte-Nord 60 Prozent).

Erstmals sieht der Entwurf eine Begrenzung der Entgelte für die Nutzung von Grundstücken für Windenergieanlagen an Land vor (neuer § 36d EEG-E). Die Entgelte dürfen über 20 Jahre 2,5 Prozent des Produkts aus jährlich erzielbarem Standortertrag und maßgeblichem anzulegenden Wert nicht überschreiten. Die Regelung ist ausweislich der Begründung weder Fördervoraussetzung noch gesetzliches Verbot; ein vom Netzbetreiber festgestellter Verstoß löst eine Zahlung von 50 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr aus (§ 53a EEG-E). Nach § 36d Abs. 3 Nr. 1 EEG-E gilt die Begrenzung nicht für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird; die Begründung stellt klar, dass damit insbesondere Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften bis 18 Megawatt nicht erfasst sind. Der gesamte § 36d EEG-E steht im Entwurf in eckigen Klammern.

Bewertung des BBEn

Die im Referentenentwurf enthaltene Anhebung um 12 GW ist konsistent mit dem Klimaschutzprogramm 2026 und wird ausdrücklich begrüßt. Die im Entwurf auf 36 Monate verlängerte Realisierungsfrist ist ein Schritt in die richtige Richtung, bleibt aber insbesondere für Windprojekte in Süddeutschland auf Bergkämmen eine strukturelle Herausforderung. Topographische und wetterbedingte Bedingungen machen Bauverzögerungen wahrscheinlicher als im Flachland – pauschale Fristen bilden diese Realität nicht ab.

Hohe Flächenpachten – insbesondere durch öffentliche Flächeneigentümer – stellen laut mehreren Projektentwicklern ein generelles Hindernis für den Windenergieausbau dar. Zunehmend werden Flächen zu Konditionen gebunden, die Bürgerenergiegesellschaften nicht mitgehen können. Positiv zu bewerten ist, dass der Entwurf die vom BBEn geforderte Differenzierung bereits anlegt und Bürgerenergieprojekte von der Begrenzung ausnimmt.

Diese Ausnahme ist allerdings nur mittelbar abgesichert: Sie knüpft nicht an die Eigenschaft als Bürgerenergiegesellschaft an, sondern an die gesetzliche Bestimmung des anzulegenden Werts, und entfiel damit bei jeder Änderung des Zuteilungsregimes für Bürgerenergiegesellschaften. Hinzu kommt, dass sie praktisch nur greift, soweit die Bürgerenergieanlagen tatsächlich nutzbar sind; Bürgerenergiegesellschaften, die an Ausschreibungen teilnehmen, unterliegen der Begrenzung vollständig.

Kritisch sind Bemessung und Vollzug. Die Höhe der Begrenzung ist im Entwurf nicht hergeleitet, und die Bezugsgröße ist kein tatsächlicher Erlös, sondern ein rechnerischer Wert. Ob die Obergrenze eine ortsübliche Verpachtung noch abbildet, lässt sich dem Entwurf nicht entnehmen – liegt sie darunter, gefährdet sie die Akzeptanz bei Flächeneigentümern und damit gerade die lokale Verankerung, auf die Bürgerenergieprojekte angewiesen sind. Der Auslöser der Prüfung ist zudem gesetzlich nicht konkretisiert, und das vorgesehene Wirtschaftsprüfertestat steht in keinem angemessenen Verhältnis zur Größe kleiner und mittlerer Vorhaben. Der Entwurf selbst veranschlagt hierfür einen jährlichen Aufwand von 4.000 Euro je Prüffall.

Die Änderungen an der Standortsteuerung wirken in zwei Richtungen. Die Anhebung des Korrekturfaktors in der Südregion verbessert die Zuschlagschancen schwachwindiger Standorte und damit gerade die Bedingungen für kleinteilige, lokal verankerte Projekte; das BBEn begrüßt sie ausdrücklich. Die neu eingeführte Begrenzung der Korrekturfaktoren in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord wirkt jedoch gegenläufig: Sie verschlechtert die Vergütungsbedingungen für Anlagen an ertragsschwächeren Standorten innerhalb ansonsten windhöflicher Regionen. Betroffen sind typischerweise Standorte, deren Minderertrag nicht auf mangelnde Windhöflichkeit zurückgeht, sondern auf Restriktionen aus Schall-, Schatten- oder Artenschutzauflagen. Bürgerenergiegesellschaften trifft dies überproportional, da sie an ihre Standortgemeinde gebunden sind und Standortnachteile nicht durch Ausweichen auf günstigere Flächen in anderen Regionen ausgleichen können.

Hinzu kommt, dass der Entwurf keinen Mechanismus vorsieht, der sicherstellt, dass genehmigte Projekte in Süddeutschland tatsächlich Zuschläge erhalten. Ohne eine regionale Auswertung der Ausschreibungsergebnisse bleibt unklar, ob das Referenzertragsmodell die realen Bedingungen in der Südregion angemessen abbildet und einen bundesweit ausgewogenen Ausbau gewährleistet.

Forderungen des BBEn

- Die im Entwurf auf 36 Monate verlängerte Realisierungsfrist nach §§ 36i, 36e EEG-E ist auf 42 Monate zu verlängern. Alternativ sollten Realisierungsfristen an nachweisbare Projektfortschritte gekoppelt werden statt an pauschale Zeitvorgaben.
- Die Ausnahme für Bürgerenergie in § 36d Abs. 3 Nr. 1 EEG-E ist beizubehalten und ausdrücklich an die Eigenschaft als Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nummer 15 EEG zu knüpfen.
- Die Höhe der Begrenzung ist nachvollziehbar herzuleiten und an einer sachgerechten Bezugsgröße auszurichten.
- Der Vollzug ist verhältnismäßig auszugestalten: Der Netzbetreiber hat die tatsächlichen Anhaltspunkte darzulegen; ein Wirtschaftsprüfertestat darf erst verlangt werden, wenn der Nachweis nicht auf andere Weise erbracht werden kann.
- Die im Referentenentwurf vorgesehene Anhebung des Korrekturfaktors für die Südregion auf 1,65 (für Standorte mit Gütefaktor 50 % und darunter) ist beizubehalten und im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu verteidigen – mindestens für Bürgerenergiegesellschaften im Sinne von § 3 Nummer 15 EEG. Darüber hinaus ist der Standortgütegrenzwert der Südregion von 50 % auf 40 % abzusenken: Die Korrekturfaktorkurve muss so angepasst werden, dass sie bis zu einer Standortgüte von 40 % weiter ansteigt – der Referentenentwurf hält den Faktor unterhalb von 50 % dagegen konstant. Das Umweltbundesamt empfiehlt dies in seinem Dokument „Standortsteuerung des Windenergieausbaus an Land durch das Referenzertragsmodell“ (April 2026) als eine von drei zentralen Handlungsempfehlungen; die wirtschaftlich nutzbare Windfläche in der Südregion würde dadurch um rund 30 % steigen.
- Die in § 36h Absatz 1 EEG-E vorgesehene Begrenzung der Stützwerte in der Küstenregion und der Region Mitte-Nord ist zurückzunehmen, mindestens jedoch für Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nummer 15 EEG. Eine Besserstellung der Südregion darf nicht durch eine Schlechterstellung ertragsschwacher Standorte im Norden gegenfinanziert werden.
- Die Ausschreibungsergebnisse für Windenergie sind regional auszuwerten und transparent zu veröffentlichen. Erhalten Projekte in Süddeutschland trotz Genehmigung dauerhaft unterproportional Zuschläge, muss das Referenzertragsmodell angepasst werden. Entsprechend ist bei den Solarausschreibungen zu prüfen, ob die bundesweit einheitliche Ausgestaltung des anzulegenden Werts zu einer dauerhaft ungleichgewichtigen regionalen Verteilung der Zuschläge führt; ist dies der Fall, ist eine regionale Differenzierung auch für Solaranlagen zu prüfen. Ziel ist ein bundesweit ausgewogener Ausbau entsprechend den energiepolitischen und netzdienlichen Erfordernissen.

7.5 Strommengenpfad (§ 4a EEG)

Regelungsinhalt

Der Entwurf streicht den Strommengenpfad nach § 4a EEG ersatzlos.

Bewertung des BBEn

Der Strommengenpfad ist ein wichtiges Kontrollinstrument für den EE-Ausbau. Seine Streichung nimmt dem Gesetzgeber ein Steuerungsinstrument, das Planungssicherheit für EE-Investoren schafft und den Ausbau nachvollziehbar macht.

Forderungen des BBEn

- Der Strommengenpfad nach § 4a EEG ist beizubehalten.

Impressum

Kontakt

Deborah Ferreira | Referentin für Energiepolitik und -Wirtschaft
Deborah.Ferreira@buendnis-buergerenergie.de

Haftungshinweis

Dieses Dokument stellt eine unverbindliche Meinungsäußerung des Bündnis Bürgerenergie e.V. und seiner Kooperationspartner*innen dar. Es dient ausschließlich der Information und Diskussion zu aktuellen Themen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Inhalte des Dokuments wurden von fachkundigen Expert*innen verfasst und sorgfältig recherchiert.

Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Informationen, die in diesem Dokument enthalten sind. Insbesondere übernimmt das Bündnis Bürgerenergie keine Haftung für eventuelle Schäden oder Verluste, die durch die Verwendung oder Nichtverfügbarkeit der bereitgestellten Informationen entstehen. Die Verwendung der Positionspapiere geschieht daher auf eigene Verantwortung.

Das Bündnis Bürgerenergie behält sich ausdrücklich vor, die Positionspapiere jederzeit ohne vorherige Ankündigung zu ändern, zu ergänzen, zu löschen oder die Veröffentlichung zeitweise oder endgültig einzustellen. Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt keine Haftung für direkte oder indirekte Schäden, die durch die Änderung, Ergänzung, Löschung oder zeitweilige bzw. endgültige Einstellung der Positionspapiere entstehen.



Bündnis Bürgerenergie e.V.
Marienstraße 19/20
10117 Berlin