

Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027)

Änderungsvorschläge CDU/CSU (Stand 25.09.2026)

Kurzbewertung durch EWE, Stand 1.10.2026
Ansprechpartner: Markus Hümpfer, markus.huempfer@ewe.de

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	Kurzbewertung EWE
1	§ 1a EEG	Verbindlichen Ausstiegspfad aus der EEG-Förderung festschreiben		Das EEG muss erstmals einen verbindlichen und langfristig vorhersehbaren Pfad aus der laufenden Betriebsförderung enthalten. Die aktuell vorgesehene Schwelle von 25 kW für den Zugang zur Marktprämie soll schrittweise bis zum Kohleausstieg 2038 angehoben werden. Einen konkreten Stufen und Jahrespfad soll das BMWF vorlegen. Ziel ist ein planbarer und rechtssicherer Ausstieg aus der EEG-Förderung ohne Fadenriss für die Branche. Parallel soll die heute grundsätzlich 20-jährige Förderdauer für Neuanlagen jährlich entsprechend der verbleibenden Zeit bis zum gesetzlichen Klimaneutralitätsziel abgeschmolzen werden. Bei einem Klimaneutralitätsziel 2045 bedeutet dies beispielsweise: • 2027: maximal 18 Jahre Förderung • 2030: maximal 15 Jahre Förderung • 2035: maximal 10 Jahre Förderung • 2038: letzter Zuschlag mit maximal 7 Jahren Förderung • 2045: Ende der laufenden EEG-Betriebsförderung	Mit zunehmender Marktreife und wachsenden Möglichkeiten der Eigenversorgung und marktlichen Vermarktung muss der Förderbedarf schrittweise zurückgehen. Ein gesetzlich vorhersehbarer Ausstiegspfad schafft dabei Planungs- und Investitionssicherheit und verhindert einen abrupten Förderbruch. Gleichzeitig stellt das jährliche Abschmelzen der Förderdauer sicher, dass kurz vor Erreichen des Klimaneutralitätsziels keine neuen langfristigen Förderverpflichtungen mehr entstehen.	Keine Zustimmung. Ein Teil der Erneuerbare-Energie-Projekte wird für den erforderlichen EE-Ausbau auch künftig eine verlässliche Investitionsabsicherung benötigen. Einzelne Wind- und Solarprojekte können sich bereits heute vollständig über den Markt finanziert werden. Daraus folgt jedoch nicht, dass sich auch die großen politisch vorgegebenen Ausbaumengen vollständig und zu vertretbaren Finanzierungskosten ohne Absicherung realisieren lassen. Für den erforderlichen Zubau wird daher auch künftig eine wettbewerblich bestimmte Absicherung über CfDs erforderlich sein. Sie schafft langfristige Erlössicherheit, reduziert Risiken für Investoren und kann dadurch Finanzierungskosten und somit die Kosten des gesamten Energiesystems senken. Gleichzeitig kann die Absicherung bei niedrigen Zuschlagswerten für den Staat mit geringen Kosten verbunden sein. Ob und in welchem Umfang diese Absicherung 2035 oder 2040 noch benötigt wird, hängt von der tatsächlichen Entwicklung des Strommarkts und der Finanzierungsmöglichkeiten ab. Ein heute festgelegter verbindlicher Ausstiegspfad würde diese Entwicklung vorwegnehmen und den erforderlichen Ausbau erschweren. Sinnvoller ist es, die Möglichkeit einer wettbewerblichen Investitionsabsicherung zu erhalten.
2		PPA und EEG strikt voneinander trennen		PPAs müssen vollständig außerhalb des EEG stattfinden. Wer seine Anlage über ein PPA oder ein anderes Marktmodell finanziert, erhält keine zusätzliche EEG -Absicherung und keine PPA - spezifische Förderkomponente innerhalb des EEG.	Ein PPA ist gerade deshalb ein Marktinstrument, weil Betreiber und Abnehmer Preis - und Vermarktungsrisiken selbst verteilen. Werden diese Risiken zusätzlich über das EEG abgesichert, entsteht kein echter PPA -Markt, sondern ein staatlich rückversicherter Markt. Das würde marktliche Finanzierung verdrängen und den Förderausstieg erschweren.	Grundsätzliche Zustimmung, aber: Was erlaubt sein sollte: die Frontjahre des EEG-Förderzeitraums sollten für PPA-Vermarktung (ohne zusätzliche EEG-/CfD-Absicherung) ermöglicht werden mit einer anschließenden EEG-/CfD-Absicherung.

3		Kein Rückweg aus dem Markt in die EEG-Förderung		PPAs müssen vollständig außerhalb des EEG stattfinden. Wer seine Anlage über ein PPA oder ein anderes Marktmodell finanziert, erhält keine zusätzliche EEG-Absicherung und keine PPA-spezifische Förderkomponente innerhalb des EEG.	Ein PPA ist gerade deshalb ein Marktinstrument, weil Betreiber und Abnehmer Preis und Vermarktungsrisiken selbst verteilen. Werden diese Risiken zusätzlich über das EEG abgesichert, entsteht kein echter PPA-Markt, sondern ein staatlich rückversicherter Markt. Das würde marktliche Finanzierung verdrängen und den Förderausstieg erschweren.	Änderungsbedarf (vgl. auch Nr. 2): Die Frontjahre des EEG-Förderzeitraums sollten für eine PPA-Vermarktung ohne zusätzliche EEG-/CfD-Absicherung geöffnet werden, mit der Möglichkeit eines anschließenden Wechsels in die Absicherung. Ein vollständiger Ausschluss dieses Wechsels würde PPA-Modelle erschweren, da langfristige Erlös- und Finanzierungsrisiken vollständig über den PPA abgedeckt werden müssten. Dies könnte die Nachfrage nach PPAs reduzieren und damit die stärkere Marktintegration der Erneuerbaren beeinträchtigen.
4		Kein Marktwertkorridor im CfD	-	Der zweiseitige Differenzvertrag ist ohne zusätzlichen Marktwertkorridor auszugestalten. Staatliche Absicherung nach unten muss spiegelbildlich mit einer Rückzahlung oberhalb des abgesicherten Wertes verbunden bleiben.	Der CfD übernimmt einen wesentlichen Teil des Erlösrisikos des Betreibers. Ein zusätzlicher Marktwertkorridor würde innerhalb dieser Absicherung nochmals eine Renditezone schaffen, in der Gewinne beim Betreiber verbleiben, während das Downside-Risiko weiterhin der Staat trägt. Wer die vollständige Marktchance nutzen will, kann dies außerhalb der EEG-Förderung über die sonstige Direktvermarktung, insbesondere PPAs, tun.	
5		Förderhöchstwerte deutlich absenken		Die Höchstwerte der Ausschreibungen müssen deutlich stärker am tatsächlichen Markt und Wettbewerbsniveau ausgerichtet werden. Bei Wind an Land ist ein Höchstwert in Richtung 5,5 ct/kWh, bei PV des ersten Segments in Richtung 4,0 ct/kWh und bei PV des zweiten Segments perspektivisch in Richtung 7,5 ct/kWh anzustreben. Eine automatische Indexierung ist auszuschließen; nachträgliche Anhebungen durch die Bundesnetzagentur sind eng zu begrenzen.	Die Ausschreibungsergebnisse zeigen bereits erheblichen Spielraum: Bei Wind an Land lag der durchschnittliche Zuschlagswert zuletzt bei 5,06 ct/kWh, bei PV des ersten Segments bei 4,79 ct/kWh. Im PPA-Markt werden bei einer Vertragslaufzeit von zehn Jahren aktuell Preise von etwa 5,5 bis 6,5 ct/kWh für Wind an Land und 3,5 bis 4,5 ct/kWh für PV-Freiflächenanlagen erzielt. Zwischen staatlich abgesicherter Förderung und marktlichem Zubau muss ein Level-Playing-Field bestehen. Zu hohe Förderhöchstwerte drohen ansonsten nicht nur die Förderkosten zu erhöhen, sondern marktliche Projekte in das EEG zu ziehen. Bei PV des zweiten Segments ist die Zielgröße von 7,5 ct/kWh als schrittweises	Keine Zustimmung Keine pauschale Absenkung der Förderhöchstwerte. Bei ausreichendem Wettbewerb sorgt bereits das Ausschreibungsverfahren für wettbewerbliche Zuschlagswerte. Zu niedrige Höchstwerte können zu Unterzeichnung, ausbleibender Projektrealisierung und geringerem Zubau führen. Eine Mengensteuerung sollte über die Ausschreibungsmengen und nicht über den Höchstwert erfolgen. Bei einer Absenkung sollte zudem eine Indexierung zum Ausgleich kurzfristiger Kostensteigerungen erhalten bleiben.

					Degressions- und Kostensenkungsziel zu verstehen.	
6		Große PV-Freiflächenanlagen in den Markt überführen		Die maximal förderfähige Anlagengröße für PV-Freiflächenanlagen soll von den im Entwurf vorgesehenen 50 MW wieder auf 20 MW reduziert werden. Anlagen oberhalb von 20 MW sollen grundsätzlich über PPAs und andere marktliche Finanzierungsmodelle realisiert werden.	Die nationale Anhebung der Schwelle von 20 auf 50 MW wurde aufgrund der fehlenden beihilferechtlichen Genehmigung des Solarpakets bislang nicht von der Bundesnetzagentur umgesetzt und sollte nicht dauerhaft übernommen werden. Größere PV-Freiflächenanlagen profitieren erheblich von Skaleneffekten und sind besonders gut für eine marktliche Finanzierung geeignet. Über PPAs können Unternehmen zudem zertifizierten Grünstrom mit Herkunftsnachweisen beziehen, was bei EEG-gefördertem Strom aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nicht möglich ist. Eine Beibehaltung der 20-MW-Grenze muss nicht zu weniger PV-Zubau führen: Marktlich errichtete Leistung wird bei der Bemessung der staatlichen Ausschreibungsmengen berücksichtigt und reduziert damit den noch zu finanzierenden Förderbedarf. Der Zubau kann so insgesamt kostengünstiger erfolgen. Kleinere Projektgrößen stärken darüber hinaus die Akteursvielfalt und können die lokale Akzeptanz von PV-Freiflächenanlagen erhöhen.	
7		Ausschreibungsmengen stärker an der tatsächlichen Nachfrage ausrichten		Die Ausschreibungsmengen dürfen nicht unabhängig von Stromnachfrage, marktlichem Zubau und Systementwicklung automatisch steigen. Marktlich außerhalb des EEG realisierte Anlagen sind bei der Festlegung des verbleibenden Förderbedarfs zu berücksichtigen. Über reine Statusmeldungen hinaus sollten verbindliche Fristen für die Bearbeitung und Rückmeldung zu Netzanschlussbegehren vorgesehen werden.	Zusätzliche Erzeugungsleistung ist kein Selbstzweck. Wächst das Stromangebot schneller als die Nachfrage, während Netze und Flexibilität nicht entsprechend folgen, steigen negative Preise, Abregelung und Systemkosten. Richtig ist deshalb eine regelmäßige nachfrageorientierte Nachsteuerung statt eines starren Mengenpfades.	Keine Zustimmung. Die Ausschreibungsmengen sollten nicht an eine kurzfristig gemessene Stromnachfrage gekoppelt oder deshalb reduziert werden. Mit der angestrebten Elektrifizierung ist weiterhin von einem hohen Bedarf an erneuerbarer Stromerzeugung auszugehen. Entscheidend ist daher, ausreichend hohe Ausschreibungsvolumina beizubehalten und parallel Netzausbau und Flexibilitäten konsequent voranzutreiben. Eine Begrenzung des EE-Ausbaus über die Ausschreibungsmengen ist hierfür der falsche Ansatz.
8		Keine zusätzlichen Resilienz- und Sonderausschreibungen		Resilienz-, Speicher oder sonstige Sonderausschreibungen dürfen nicht zusätzlich auf die regulären EEG-Mengen aufgeschlagen werden. Soweit Resilienzvolumina erforderlich	Resilienzkriterien beantworten die Frage, unter welchen Bedingungen Anlagen beschafft werden, nicht ob zusätzliche Erzeugungsleistung	Hinweis: Entscheidend ist, dass Resilienz-/NZIA-Mengen nicht zulasten der regulären Ausschreibungsmengen gehen. Soweit entsprechende Ausschreibungen aufgrund

				sind, müssen sie vollständig auf die regulären Ausschreibungsmengen angerechnet werden	benötigt wird. Werden für jedes zusätzliche politische Ziel neue Mengen geschaffen, steigen Förder- und Netzkosten unabhängig von Strombedarf und Systemnutzen. Neue Anforderungen müssen deshalb grundsätzlich innerhalb des bestehenden Fördervolumens umgesetzt werden.	europarechtlicher Vorgaben erforderlich sind, sollten diese zusätzlich zu den für die Erreichung der Ausbauziele erforderlichen regulären Ausschreibungsvolumina erfolgen. Das Gesamtvolumen muss weiterhin so bemessen sein, dass die EE-Ausbauziele realistisch erreicht werden können.
9		Tatbestand der Nulleinspeisungsanlage erstmals gesetzlich definieren		Der Begriff der Nulleinspeisungsanlage soll erstmals ausdrücklich im EEG definiert werden. Eine Nulleinspeisungsanlage ist eine Erzeugungsanlage, bei der technisch dauerhaft sichergestellt ist, dass am Netzverknüpfungspunkt keine Wirkleistung in das öffentliche Netz eingespeist wird. Nulleinspeisungsanlagen sollen zugleich vom regulären Verfahren des Netzanschlussbegehrens ausgenommen werden; eine Anzeige beim Netzbetreiber soll ausreichen.	Eine Anlage, die technisch nicht in das öffentliche Netz einspeist, benötigt keine Prüfung verfügbarer Einspeisekapazität wie eine reguläre Einspeiseanlage. Das vollständige Netzanschlussverfahren bindet deshalb unnötig Ressourcen sowohl beim Netzbetreiber als auch beim Antragsteller. Eine eindeutige gesetzliche Definition mit einfachem Anzeigeverfahren schafft Rechtssicherheit, reduziert Bürokratie und unterstützt Eigenverbrauchsmodelle, ohne die Anforderungen an einen sicheren elektrischen Netzanschluss aufzuheben.	Zustimmung. Die Definition von Nulleinspeisungsanlagen und die Vereinfachung des Netzanschlussverfahrens wären sehr zu begrüßen. Dabei sollte der Anlagenbegriff auch Speicher umfassen, bei denen technisch dauerhaft sichergestellt ist, dass keine Einspeisung in das öffentliche Netz erfolgt.
10		Keine zusätzlichen Direktvermarktungsboni		Direktvermarktungsboni dürfen weder ausgeweitet noch dauerhaft etabliert werden. Auch Anlagen unterhalb der neuen Förderzugangsschwelle sollen nicht über neue Vermarktungsboni faktisch wieder in das Fördersystem hineingezogen werden.	Direktvermarktung ist die normale Vermarktung erzeugten Stroms und kein eigener Fördertatbestand. Marktgängige Anlagen müssen die Kosten ihres Direktvermarkters grundsätzlich selbst tragen. Administrative Probleme bei Messstellen oder Netzbetreibern sind über funktionierende Prozesse zu lösen und nicht über dauerhafte zusätzliche Förderzahlungen.	Hinweis: Ein zeitlich begrenzter Direktvermarktungsbonus kann den Einstieg in die Direktvermarktung erleichtern, indem insbesondere anfängliche Prozess- und Messkosten abgedeckt werden. Gleichzeitig können entsprechende Vermarktungskosten grundsätzlich auch in die Vermarktungskonditionen eingepreist werden. Entscheidend ist daher, ob der vorgesehene Bonus tatsächlich erforderlich ist, um bestehende Einstiegshürden in die Direktvermarktung abzubauen.
11		Speicher grundsätzlich über den Markt finanzieren		Speicher erhalten weder einen zusätzlichen EEG-Bonus noch einen pauschal abgesenkten Refinanzierungsbeitrag. Zusätzliche Speicher-Ausschreibungen innerhalb des EEG sind abzulehnen. Eigenständige Speicher sollen sich grundsätzlich über den Markt finanzieren.	Speicher können Erlöse über Arbitrage, Systemdienstleistungen, Eigenverbrauchsoptimierung und Optimierung der Stromvermarktung erzielen. Der Staat sollte nicht zunächst die Erzeugung fördern und anschließend zusätzlich das Instrument subventionieren, mit dem der Betreiber seine Vermarktung optimiert. Ist ein	Hinweis: Speicher finanzieren sich bereits heute weitgehend über den Markt. Ein diskriminierungsfreier Marktzugang und geeignete regulatorische Rahmenbedingungen sind hierfür entscheidend. Gleichzeitig sollten gezielte Anreize für eine netz- und systemdienliche Auslegung bzw. Betriebsweise von Speichern nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Eine pauschale Festlegung auf eine ausschließlich marktliche Finanzierung erscheint daher nicht erforderlich.

					Speicher wirtschaftlich sinnvoll, muss dieser Wert grundsätzlich im Markt entstehen.	
12		Keine zusätzliche Sonderförderung für Agri-PV		Agri-PV soll weiterhin errichtet werden können, aber keinen zusätzlichen EEG-Bonus, kein besonders hoch vergütetes Sondersegment und keine zusätzliche reservierte Fördermenge erhalten.	Die Doppelnutzung landwirtschaftlicher Flächen kann sinnvoll sein, erhöht aber nicht automatisch den Wert der erzeugten Kilowattstunde für das Stromsystem. Besondere landwirtschaftliche oder flächenpolitische Vorteile sollten gegebenenfalls über die dafür vorgesehenen Instrumente honoriert werden. Das EEG soll primär möglichst kosteneffiziente Stromerzeugung organisieren.	
13		Pachthöhenbegrenzung für EEG-geförderte Anlagen als aktivierbares Instrument vorsehen		Für EEG-geförderte Anlagen soll die Möglichkeit einer Begrenzung überhöhter Pachthöhen vorgesehen werden. PPA- und andere marktfinanzierte Projekte sind ausdrücklich auszunehmen. Optional sollte zunächst ein Opt-in- Mechanismus geschaffen werden: Ein Pachtdeckel wird erst aktiviert, wenn anhand der Ausschreibungsergebnisse belastbar erkennbar ist, dass steigende Pachtkosten die Gebotspreise und damit die Förderkosten wesentlich treiben.	Bei geförderten Anlagen können hohe Pachtforderungen mittelbar über höhere Gebote vom Bundeshaushalt getragen werden. Gleichzeitig sollte der Staat nicht ohne nachgewiesenen Handlungsbedarf in private Verträge eingreifen. Ein aktivierbarer Pachtdeckel verbindet deshalb Fördereffizienz mit Vertragsfreiheit: Solange der Wettbewerb funktioniert, greift der Staat nicht ein; treiben Pachtkosten nachweislich die Förderung, steht ein Begrenzungsinstrument zur Verfügung.	Keine Zustimmung. Ein Pachtdeckel bzw. ein nachträglicher Opt-in-Mechanismus ist nicht praktikabel und würde zusätzliche Bürokratie schaffen. Pachtverträge werden regelmäßig lange vor der Ausschreibung geschlossen und können nachträglich nicht ohne Weiteres an einen später ermittelten Pachtdeckel angepasst werden. Zudem lässt sich aus den Ausschreibungsergebnissen kein eindeutiger Zusammenhang zwischen steigenden Pachtpreisen und höheren Gebotspreisen ableiten, da diese von einer Vielzahl weiterer Faktoren beeinflusst werden. Auf einen Pachtdeckel sollte daher vollständig verzichtet werden.
14		Kommunale Beteiligung nicht vollständig über das EEG refinanzieren		Höhere kommunale Beteiligungszahlungen dürfen nicht automatisch vollständig über das EEG bzw. den Bundeshaushalt erstattet werden. Der über den bisherigen Erstattungsumfang hinausgehende Anteil soll Bestandteil der Projektkosten bleiben.	Kommunale Beteiligung ist Teil der Standort und Projektkosten. Wird sie vollständig sozialisiert, verliert der Betreiber den Anreiz, wirtschaftlich angemessene Vereinbarungen zu treffen. Eine vollständige Refinanzierung würde daher primär die Förderkosten erhöhen und nicht die Effizienz des Projektes verbessern.	
15	§11a	Keine Ausweitung der Duldungspflichten auf private Grundstücke	§ 11a EEG verpflichtet derzeit Eigentümer und Nutzungsberechtigte von Grundstücken im Eigentum der öffentlichen Hand, Leitungen zum Anschluss von EE-Anlagen unter den gesetzlichen Voraussetzungen zu dulden;	Die gesetzlichen Duldungspflichten für Anschlussleitungen, Überfahrten und Überschwenkungen sollen grundsätzlich auf Grundstücke der öffentlichen Hand beschränkt bleiben. Eine pauschale Ausweitung auf private Grundstückseigentümer ist abzulehnen.	Projektierer müssen die für ein privates Investitionsprojekt erforderlichen Grundstücks- und Wegerechte grundsätzlich selbst sichern. Eine pauschale Duldungspflicht würde Projektentwicklungskosten und -risiken auf unbeteiligte	

			aus der Branche wird eine Ausweitung solcher Rechte auf private Grundstücke gefordert.		Grundstückseigentümer verlagern. Eingriffe in privates Eigentum müssen deshalb auf eng begründete Ausnahmefälle beschränkt bleiben.	
16		Bestandsund Vertrauensschutz bei neuen Pflichten wahren		Neue technische oder vertragliche Anforderungen dürfen nicht allein aufgrund einer Änderung oder eines Neuabschlusses eines Vermarktungsvertrags pauschal auf bestehende Anlagen übertragen werden.	Die Kosten des Fördersystems bestehen nicht nur aus Förderzahlungen, sondern auch aus administrativem Aufwand bei Unternehmen, Netzbetreibern und Behörden. Nachweise ohne zusätzlichen Kontrollnutzen oder bereits vorhandene Daten sollten nicht mehrfach verlangt werden. Bürokratieabbau erhöht damit unmittelbar die Effizienz des Gesamtsystems.	Grundsätzliche Zustimmung
17		Nachweis- und Abwicklungspflichten vereinfachen		Vereinfachungen bei Nachweisen und Abwicklung im Energiefinanzierungsrecht sollen beibehalten und, soweit ohne Kontrollverlust möglich, weitergeführt werden.		
18		Wasserkraft beim Refinanzierungsbeitrag gesondert behandeln		Wasserkraftanlagen sollen vom Refinanzierungsbeitrag ausgenommen bzw. gegenüber fluktuierenden Technologien gesondert behandelt werden.	Wasserkraft besitzt gegenüber Wind und Solarenergie ein deutlich stetigeres und besser planbares Erzeugungsprofil und ist wesentlich weniger von technologiespezifischer Marktwertkannibalisierung betroffen. Eine identische Behandlung mit fluktuierenden Technologien ist deshalb nicht zwingend sachgerecht. Die Ausnahme muss eng auf Wasserkraft begrenzt bleiben und darf die grundsätzliche CfD-Logik nicht allgemein aufweichen.	Hinweis: Eine technologiespezifische Ausnahme vom Refinanzierungsbeitrag sollte nur bei einer belastbaren sachlichen Begründung vorgesehen werden. Andernfalls besteht das Risiko einer nicht gerechtfertigten Besserstellung einzelner Technologien. Die Notwendigkeit einer gesonderten Behandlung der Wasserkraft sollte daher näher begründet werden.
19		PPA-Risikoabsicherung für den Mittelstand		Außerhalb des EEG sollte geprüft werden, PPA-Abschlussrisiken mittelständischer Unternehmen über die KfW im Rahmen des Deutschlandfonds gezielt abzusichern. Eine entsprechende Prüf bzw. Umsetzungsaufforderung könnte gegebenenfalls über einen Entschließungsantrag erfolgen.	Gerade mittelständische Unternehmen verfügen häufig nicht über dieselbe Bonität, Bilanzstärke oder Erfahrung mit langfristigen Stromabnahmeverträgen wie große Industriekonzerne. Dies kann PPA-Abschlüsse erschweren, obwohl Projekte und Stromabnehmer grundsätzlich marktlich zusammenfinden könnten. Eine begrenzte KfW- Risikoabsicherung könnte diese Finanzierungshürde adressieren, ohne das PPA selbst in	Hinweis: Eine gezielte Risikoabsicherung kann grundsätzlich dazu beitragen, PPA-Abschlüsse für mittelständische Unternehmen zu erleichtern, sollte jedoch nicht als pauschales Instrument verstanden werden. Mittelständische Unternehmen haben bereits heute grundsätzlich Zugang zu PPAs. Eine staatliche Absicherung sollte daher nur bei nachgewiesenen Finanzierungshürden und so ausgestaltet werden, dass keine ungerechtfertigte Marktverschiebung oder Sozialisierung von Ausfallrisiken entsteht.

					das EEG zu integrieren. Damit bliebe die zentrale Trennung erhalten: Erzeugungsförderung im EEG, gegebenenfalls notwendige Finanzierungsabsicherung marktlicher PPAs außerhalb des EEG.	
20	§ 24 Abs, 1 S. 1	Anlagenzusammenfassung	§ 24 Abs. 1 S. 1 KabE: "Mehrere Anlagen sind [...] als eine Anlage anzusehen, wenn 1. sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,"	Begrenzen auf unmittelbare Nähe, um das Gesetz weniger kompliziert auszugestalten	Frage: Was ist der Vorteil von den Parametern abseits von unmittelbarer Nähe?	
21	§ 24 Abs. 1	Anlagenzusammenfassung	Nach Satz 2 wird der folgende Satz eingefügt: „Abweichend von Satz 1 gelten eine Freiflächenanlage, die im Außenbereich nach § 35 Absatz 1 des Baugesetzbuchs errichtet wurde, und eine Freiflächenanlage, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans nach § 30 Absatz 1 des Baugesetzbuchs errichtet wurde, nicht als eine Anlage.“		Bitte um Darlegung des Hintergrundes dieser Regelung	
22	§ 37 EEG	Biodiversitätsfördernde Pflegekonzepte	"auf die von den Anlagen einschließlich der dazugehörigen Nebenanlagen und Freiflächen in Anspruch genommene Fläche wird ein biodiversitätsförderndes Pflegekonzept angewandt, indem a) [...] die Durchgängigkeit für Tierarten wird gewährleistet, indem [...] die Durchgängigkeit für kleinere Tierarten gewährleistet wird, [...] die Anlage wird bodenschonend betrieben, indem [...]"	Streichung dieser Regelungen aus dem EEG		
23	§ 22b	Bürgerenergiegesellschaften	"Die Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags nach § 22 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 ist nur zulässig, wenn 1. der Bundesnetzagentur mitgeteilt		Frage: Wieso ist diese Regelung notwendig? Nimmt sie Einfluss auf den Zubau in Bürgerenergiegesellschaften?	

			worden ist, dass die Solaranlagen Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind, 2. diese Mitteilung der Bundesnetzagentur spätestens drei Wochen nach Inbetriebnahme zugegangen ist und in der Mitteilung die Registernummer angegeben ist und 3. die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 in der Fassung vom 23. Juni 2023 in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Solaranlagen desselben Segments in Betrieb genommen haben.“			
24	21d	CfD: Abschöpfung		Neben der Abschöpfung anhand des Jahresmarktwerts Solar, sollte in §21d EEG zusätzlich eine Ausnahmeregelung eingeführt werden, die es betroffenen Anlagen ermöglicht in begründeten Fällen (z.B. PPA, Anlagen mit Eigenverbrauch oder Direktstromlieferung) nach realen Erlösen abgeschöpft werden zu können	Die Berechnung des Refinanzierungsbeitrags kann sowohl anhand der realen, tatsächlichen Erlöse der eingespeisten PV-Strommengen erfolgen als auch anhand fiktiver Erlöse des Jahresmarktwerts Solar.	Keine Zustimmung. Außerhalb der EEG-/CfD-Absicherung sollte keine Abschöpfung von Markterlösen erfolgen. Bei PPA, Eigenverbrauch oder Direktstromlieferung tragen die Betreiber die Markt- und Erlösriskien selbst und erhalten keine entsprechende staatliche Absicherung. Eine Abschöpfung würde dieses Verhältnis einseitig verändern und zugleich Anreize für eine optimierte marktliche Vermarktung, etwa durch den Einsatz von Speichern, reduzieren.
25		Darstellung der personellen Mehrbedarfe	Für den Bundeshaushalt entstehen durch dieses Gesetz zudem finanzielle Mehrbedarfe im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie an Personalmitteln in Höhe von jährlich ca. 1,2 Millionen Euro für insgesamt rund 7 Planstellen für Fachaufgaben und rund 2 Planstellen für den Querschnittsbereich sowie einmalige Sachmittel in Höhe von ca. 0,52 Millionen Euro.		Bitte um Darstellung des Mehrbedarfs.	

			Die finanziellen und stellenmäßigen Mehrbedarfe werden im Einzelplan 09 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen			
26	§ 11a	Duldungspflichten	§ 11a EEG: Die Vorschrift verpflichtet Grundstückseigentümer grundsätzlich dazu, bestimmte Netzanschluss und Direktleitungen zu dulden.	Aufnehmen einer verpflichtenden Rückbausicherheit in § 11a. Zusätzlich sollte geklärt werden, ob und unter welchen Bedingungen auch Leitungen zu Stromspeichern von der Regelung erfasst werden.	Die Vorschrift verpflichtet Grundstückseigentümer grundsätzlich dazu, bestimmte Netzanschluss und Direktleitungen zu dulden. Das erleichtert zwar den Ausbau, schwächt aber die Verhandlungsposition der Kommunen, weil Anlagenbetreiber viele Punkte nicht mehr vertraglich regeln müssen. Besonders kritisch ist der spätere Rückbau: Für die Leitungen gibt es häufig keine eigene finanzielle Sicherheit. Ist die Betreibergesellschaft nach Betriebsende nicht mehr greifbar, kann die Kommune auf den Rückbaukosten sitzen bleiben	
27	§ 11b	Duldungspflichten	Grundstücke können für die Zufahrt zu Windenergieanlagen nicht nur überfahren, sondern auch ertüchtigt werden, also können zum Beispiel Wege verstärkt oder verbreitert werden.	Unklar ist, wie weit diese Pflicht reicht und wer über viele Jahre für Unterhaltung, Reparaturen und späteren Rückbau verantwortlich ist. Aus kommunaler Sicht besteht das Risiko, dass Kosten und Folgelasten bei der Gemeinde hängen bleiben. Deshalb werden auch hier klare Regeln zu Unterhaltung, Haftung, Rückbau und finanziellen Sicherheiten gefordert. Das Grundproblem ist ähnlich wie bei § 11a EEG: Weil die Duldungspflicht schon gesetzlich besteht, können Kommunen solche Schutzregelungen nur schwer über Verträge durchsetzen.		Hinweis: Ein zusätzlicher gesetzlicher Regelungsbedarf ist aus der Praxis nicht ersichtlich. Fragen zu Unterhaltung, Haftung und Rückbau werden bei kooperierenden Gemeinden regelmäßig vertraglich geregelt. Zusätzliche Vorgaben sollten daher nur vorgesehen werden, wenn konkrete Regelungslücken nachgewiesen werden können.
28	§ 8a	FFCA: Flexible Netzanschlussvereinbarungen	§ 8a Abs. 1a: Netzbetreiber können Anschlussbegehrenden den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anbieten.	Kann-Regelung verbindlicher ausgestalten: Netzbetreiber sollen grundsätzlich verpflichtet werden, ein Angebot für einen flexiblen Netzanschluss zu unterbreiten. Ausnahme: wenn dies aus betrieblichen, wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist.	Flexible Netzanschlüsse sollen stärker genutzt werden und dadurch den Anschluss neuer EE-Anlagen auch bei begrenzter Netzkapazität ermöglichen. Gleichzeitig dürfen für Netzbetreiber keine unzumutbaren Belastungen oder Hürden entstehen.	Zustimmung
29	§ 6	Kommunale Beteiligung	§ 6 Abs. 2 S. 1 EEG 2027 KabE: Bei Windenergieanlagen an Land dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,3 Cent pro Kilowattstunde für die	Gleichstellung auf erzeugte Strommenge in beiden Absätzen.	Die Unterscheidung zwischen erzeugter und eingespeister Strommenge lässt Umwandlungsverluste, insbesondere beim Einsatz von Stromspeichern, unberücksichtigt.	Keine Zustimmung. Eine Umstellung auf die tatsächlich erzeugte Strommenge ist abzulehnen. Sie würde eine zusätzliche geeichte Erzeugungsmessung erforderlich machen und Anlagen mit Eigenverbrauch benachteiligen. Für die kommunale Beteiligung sollte daher weiterhin auf die

			tatsächlich erzeugte eingespeiste Strommenge angeboten werden [...] Abs. 5: Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge, für die Betreiber [...] Förderung erhalten haben [...] können sie bis zur Höhe von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.			eingespeiste Strommenge abgestellt werden. Zugleich sollten zusätzliche, nicht erstattungsfähige Kommunalabgaben vermieden werden. Bereits steigende Zahlungsverpflichtungen aus Landesbeteiligungsgesetzen erhöhen den wirtschaftlichen und administrativen Aufwand für Projekte. Um eine weitere Zersplitterung des Rechtsrahmens zu vermeiden, sollte die maximal zulässige Höhe solcher Zahlungen bundesweit einheitlich geregelt werden.
30	§ 6	Kommunale Beteiligung	„Bei Windenergieanlagen an Land dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,3 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich erzeugte Strommenge angeboten werden, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 1 000 Kilowatt hat.“	Streichung der Begrenzung des Angebots / der Limitierung auf 0,3 ct. (bei gleichbleibender höchstmöglicher EEG-Rückerstattung iHv 0,2 ct/KWh)		
31		Kommunale Beteiligung	„Durch das vorliegende Gesetz sind keine Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen ersichtlich.“		Bitte um Darlegung der Einnahmen von Kommunen durch Einnahmen aus kommunaler Beteiligung nach geltendem Gesetzesrahmen und Erwartung durch Erhöhung der zulässigen kommunalen Beteiligung	
32	79	Herkunftsnachweise	§ 79 Abs. 2 KabE: "Ausstellung, Übertragung, Entwertung, Löschung und Verfall erfolgen elektronisch und nach Maßgabe der Norm DIN-EN 1632543 und der Erneuerbare-Energien-Verordnung. Das Umweltbundesamt ergreift geeignete Maßnahmen, um die Herkunftsnachweise vor Missbrauch zu schützen.“		Wieso ist die DIN-Norm notwendig? Lässt sich deren Inhalt auch gesetzlich festlegen?	
33	-	Informationspflichten	Es kommen vierzehn neue Informationspflichten mit einem jährlichen Erfüllungsaufwand von ca. 0,85 Millionen Euro hinzu. Stellt man diese den insgesamt vierzehn entfallenden und geänderten Informationspflichten	Abschaffung der neuen Informationspflichten. Ggf. Bitte um Darlegung der Notwendigkeit		

			gegenüber, ergibt sich im Saldo eine Bürokratieentlastung in Höhe von jährlich 35,47 Millionen Euro.			
34	§ 98 EEG	Jährliches Monitoring zur Zielerreichung	"Die Länder berichten dem Sekretariat des Kooperationsausschusses jährlich [...] über [...] 3. die durchschnittliche Dauer der Planaufstellungsverfahren, [...] 5. den Stand der Genehmigung von Windenergieanlagen an Land, das heißt Anzahl und Leistung der Windenergieanlagen an Land, auch mit Blick auf die Dauer von Genehmigungsverfahren von der Antragstellung bis zur Genehmigungserteilung. § 98 Abs. 3 S. 2: "Wenn die Bundesregierung feststellt, dass die erneuerbaren Energien nicht in der für die Erreichung der Ziele nach § 1 erforderlichen Geschwindigkeit ausgebaut werden, stellt sie in dem Bericht die Gründe dar, unterteilt in energie-, planungs-, genehmigungs-, natur- und artenschutzrechtliche sowie sonstige Gründe, und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor."	Streichung der Angaben 3. und 5. Entfallen der Berichtspflichten der BReg	Wenig Mehrwert, da Länderaufgabe ohne Eingriffsmöglichkeit durch den Bund gerade mit Blick auf Handlungsempfehlungen der BReg - diese Aufgabe liegt demnach beim Parlament	
35	§ 51a	Meldepflichten der Strombörsen gegenüber den ÜNB	Der Gesetzentwurf sieht in § 51a Abs. 3 Satz 1 Änderungen bei den Meldepflichten der Strombörsen gegenüber den ÜNB vor.	Die dieser Mitteilungspflicht der Strombörsen gegenüber den ÜNBs zugrunde liegende SDAC-Daten liegen den ÜNBs durch ihre Teilnahme an der Marktkopplung bereits vor. Diese Berichtspflicht ist obsolet, schafft unnötige Kosten und Zeitaufwand für die Strombörsen und sollte als Maßnahme zum Bürokratieabbau und zur Verkürzung des EEGs abgeschafft werden.	Bürokratieabbau	
36	§ 8	Netzanschluss	§ 8 Abs. 1 EEG 2023 (unverändert): Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen,	1. Aus Gründen des Vertrauensschutzes sollte die Deckelung des Netzanschlusses nur für Anlagen möglich sein, die nach dem 1. Januar 2027 genehmigt werden. 2. Die Begrenzung des Netzanschlusses sollte an den tatsächlichen Zustand des Netzes geknüpft werden, an das sich das Anschlussbegehren richtet. 3. Nur bei	Prüfbitte folgender Kritik aus der Branche: Es sei kritisch, dass der Anspruch auf Netzanschluss für Windenergieanlagen, die ab dem 1. Januar 2027 angeschlossen werden, nicht für deren maximale Wirkleistungseinspeisung gilt,	Zustimmung mit Hinweis. Eine Begrenzung der Einspeiseleistung sollte sich am tatsächlichen Netzzustand orientieren und nur bei bestehenden Netzengpässen zur Anwendung kommen. Soweit ausreichende Netzkapazitäten vorhanden sind oder im Zeitverlauf entstehen, sollte bei steuerbaren Anlagen eine Einspeisung oberhalb der vorgesehenen

			die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist; bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.	besonders belasteten Netzgebieten sollte eine Deckelung des Anschlusses für einen begrenzten Zeitraum möglich sein.	sondern auf einen pauschalen Leistungswert von 280 W/m² Rotorfläche begrenzt wird. Insbesondere kritikwürdig sei, dass der Vertrauensschutz mit dieser Regelung nicht ausreichend gewürdigt wird. Anlagenbetreiber, die eine Investitionsentscheidung für einen Windpark getroffen und schon mit Baumaßnahmen begonnen haben, aber die Anlagen nicht bis zum 1. Januar 2027 ans Netz anschließen, müssen nun mit wirtschaftlichen Einbußen rechnen, die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung noch nicht absehbar waren. Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass der tatsächliche Netzzustand gar nicht berücksichtigt wird. Ein Windpark mit ausreichend vorhandener Netzkapazität würde damit genauso behandelt wie ein Projekt in einem echten Engpassgebiet – und das für die gesamte Dauer der Betriebszeit, selbst wenn sich die tatsächliche Netzsituation im Zeitverlauf verbessern würde. Des Weiteren erschließt sich der vorgegebene Leistungswert von 280 W/m² Rotorfläche im Lichte der Gesetzesbegründung nicht, denn es wird ausdrücklich gesagt, dass die Regelung Anreize zur Errichtung von Schwachwindanlagen setzen soll. Aktuelle Windkraftanlagen, die mit ihren Spezifikationen technisch für Binnenlandstandorte mit Schwachwindaufkommen ausgelegt sind, übertreffen den Leistungswert mit Werten oberhalb von 300 W/m² bereits heute. Die Regelung würde gerade die modernsten Binnenlandanlagen treffen.	Begrenzung ermöglicht werden. Eine statische Begrenzung über die gesamte Betriebsdauer unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation ist abzulehnen. Hinweis: Prüfen, ob Regelung bereits Gegenstand des Netzpakets und daher hier zu streichen bzw. dort zu adressieren ist.
37	§ 9 Abs. 2 EEG	Netzintegration / Steuerbarkeit von EE-Anlagen	§ 9 Abs. 2: Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 25 Kilowatt und	Bei Anlagen ab 25 kW soll keine veraltete unidirektionale Rundfunksteuertechnik mehr eingesetzt werden. Stattdessen soll moderne,	Bei der alten Rundfunksteuerung sendet der Netzbetreiber vereinfacht nur einen Befehl an die Anlage, erhält aber keine	

			weniger als 100 Kilowatt müssen, sicherstellen, dass die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann.	bidirektionale Fernwirktechnik vorgeschrieben bzw. ermöglicht werden.	ausreichende Rückmeldung, ob dieser tatsächlich angekommen und umgesetzt worden ist. Moderne Fernwirktechnik ermöglicht eine Rückmeldung und den Abruf der tatsächlichen Einspeisung. Dadurch kann der Netzbetreiber das Netz besser überwachen und einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten.	
38	§ 3 Nr. 16 EEG 2023, § 21b Abs. 4 Nr. 2a EEG 2023	PPA/Direktbelieferung	§ 3 Nr. 16 und § 21b Abs. 4 Nr. 2a: Es liegt keine Direktvermarktung im Sinne des EEG vor, wenn der Strom „in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“ wird. Auch § 21b Abs. 4 Nr. 2a EEG 2023 knüpft für entsprechende Direktbelieferungskonstellationen an die räumliche Nähe bzw. die Lieferung ohne Netzdurchleitung an	§ 3 Nr. 16 und § 21b Abs. 4 Nr. 2a EEG-E: Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ präzisieren oder streichen, um On-Site-PPAs und andere Formen der unmittelbaren Direktbelieferung rechtssicherer und praxistauglicher zu ermöglichen.	Rechtliche Unsicherheit darüber beseitigen, wie nah Erzeugungsanlage und Stromabnehmer beieinander liegen müssen. Dadurch sollen Unternehmen einfacher direkt mit regional erzeugtem erneuerbarem Strom versorgt und PPA-Modelle gestärkt werden.	Grundsätzliche Zustimmung
39		Redispatch/Abregelung Eigenverbrauch		Umsetzung des Gartenzaun-Prinzips: Schutz des Eigenverbrauchs bei Redispatch		
40	§ 101 EEG	Regionalnachweisregister	"Abweichend davon kann das Umweltbundesamt den Betrieb des Regionalnachweisregisters auch zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt einstellen; BMW-Begründung zum KabE: "So hat sich beispielsweise das Regionalnachweisregister beim Umweltbundesamt als in der Praxis als wenig genutztes Instrument erwiesen.	Ersatzlose Streichung dieses Satzes.	Frage: Ist darüber hinaus eine Streichung des Regionalnachweisregisters möglich?	
41	§ 28e EEG	Resilienzausschreibungen	"Die Resilienzausschreibungen nach § 39n finden, soweit eine Rechtsverordnung aufgrund des § 88d nichts anderes bestimmt, statt [...]"	Wofür bedarf es einer Rechtsverordnung? Wieso finden sich Querverweise im Gesetz selbst wieder? Ließen sich alle Regelungen paragraphisch hintereinander fassen?		
42	§ 11a	RFNBO	§ 11a Abs. 6 S. 2 - "Grüner Wasserstoff"	Im EEG sollte klargestellt werden, dass die Nutzung von Strom aus bestehenden und EEG-geförderten Anlagen zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) im Rahmen der europäischen Übergangsregelungen zulässig bleibt. Sonstige Nachweise, die	Wird auf die Novelle RFNBO in der EU verwiesen?	Zustimmung. Die vorgeschlagene Klarstellung wird begrüßt. Die Nutzung von Strom aus bestehenden und EEG-geförderten Anlagen für RFNBO sollte im Rahmen der europäischen Übergangsregelungen ermöglicht werden. Entsprechende Nachweise über den Einsatz erneuerbaren Stroms dürfen nicht zum Ausschluss der EEG-Förderung führen. Dies

				ausschließlich dem Nachweis dienen, dass für die Herstellung von Wasserstoff Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wurde, dürfen nicht zum Ausschluss der EEG-Förderung führen. Dies schafft Rechtsund Investitionssicherheit für Wasserstoffprojekte und verhindert unnötige regulatorische Widersprüche zwischen europäischem und nationalem Recht.		sollte insbesondere auch im Zusammenspiel mit dem Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG rechtssicher klargestellt werden.
43	§§ 88a, 88d, 94	Verordnungsermächtigungen		Verordnungsermächtigungen nur unter Zustimmung des Deutschen Bundestages		
44	§ 39i Abs. 2a	Bioenergie: Anlagen 380 bis 750 kW installierte Leistung		Anlagen zwischen 380 und 750 kW installierte Leistung erhalten • 45% der installierten Leistung als Höchstbemessungsleistung; • Batterie-Grünstromspeicher als Flexibilisierungsoption	Mehr kleinere und mittlere Biogasanlagen sollen zunächst mit zweifacher und später stärkerer Überbauung wirtschaftlich weiterbetrieben werden können. Dies erleichtert Finanzierung und ermöglicht, begrenzte Netzanschlusskapazitäten schrittweise besser auszunutzen.	Zustimmung. Die stärkere Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen durch die Einbindung von Batteriespeichern wird begrüßt. Sie ermöglicht einen system- und netzdienlicheren Betrieb, kann zusätzliche Investitionen in Erzeugungsleistung vermeiden und bestehende Netzanschlusskapazitäten effizienter nutzen. Zugleich werden Anreize geschaffen, bestehende Biogasanlagen weiterhin flexibel für die Stromerzeugung einzusetzen.
45		Bioenergie: Flexibilitätszuschlag bei Wärmefokus		Wenn 50% der Wärme außerhalb der Anlage genutzt werden, beträgt der Flexibilitätszuschlag 150€/kW für neu installierte Leistung und 130€/kW für bereits geförderte Leistung	Eine höhere Überbauungsvorgabe bzw. sinkende Betriebsstundenzahl und damit höhere Flexibilität an den Strommärkten steht in Konflikt mit einer umfassenden Wärmenutzung. Insbesondere bei großen Wärmesenken ist ein sehr groß dimensionierter Wärmespeicher erforderlich oder es müssen Alternativen für eine Ersatzwärmeerzeugung ergänzt werden. Deshalb sollte Anlagen mit besonders hoher Wärmenutzung einen höheren Flexibilitätszuschlag erhalten	Zustimmung. Die vorgeschlagene Regelung wird grundsätzlich begrüßt. Entscheidend ist, dass Bioenergieanlagen weiterhin für die Stromerzeugung genutzt werden.
46	§ 39i	Bioenergie: Kleine Biogasanlagen bis 380 kW	Der Kabinettentwurf erleichtert die Flexibilitätsanforderungen für kleinere Biogasanlagen bereits teilweise: Für Anlagen bis einschließlich 350 kW wird die weitere Absenkung der förderfähigen Betriebsviertelstunden über die Förderlaufzeit abgeschafft. Eine Sonderregelung bis 380 kW mit lediglich optionaler Überbauung enthält der Kabinettentwurf jedoch nicht.	Bei Anlagen bis 380 kW: • 75% der installierten Leistung als Höchstbemessungsleistung verwenden (statt Betriebsviertelstunden) • Optionale Überbauung • Batterie-Grünstromspeicher als Flexibilisierungsoption	Anlagen dieses Segments dienen häufig dazu, örtliche Wärmekonzepte umzusetzen. Eine hochflexible Fahrweise verbunden mit den entsprechenden Überbauungsanforderungen und -investitionen (Netzanschlusskapazitäten, BHKW, Wärme- und Gasspeicher) führt in vielen Fällen dazu, dass kleine und mittlere Wärmenetze nicht mehr realisiert und versorgt werden können. Anlagen dieses Segments wurden typischerweise nach dem Baurecht genehmigt. Bereits bei einer geringfügigen Überbauung	Zustimmung

					würden zahlreiche Anlagen in den Geltungsbereich des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) fallen und müssten dementsprechend alle technischen Anforderungen einhalten und umfassende Zusatzinvestitionen tätigen. Oftmals sind Baurechtsanlagen an ihrem bestehenden Standort nach BImSchG grundsätzlich nicht genehmigungsfähig. Im Segment der kleineren Anlagen ist in vielen Fällen der Netzanschluss für die derzeitigen Flexibilisierungsanforderungen dimensioniert. Auch hier führen notwendige Nachrüstungen zu erheblichen Investitionsbedarfen.	
47	§ 28 c Abs. 2 S. 1	Bioenergie: Ausschreibungsvolumen		Deutliche Anhebung des Ausschreibungsvolumens, um die Strommenge aus Biomasse auf heutigem Niveau zu stabilisieren	Um die Strommenge aus Biomasse auf heutigem Niveau zu stabilisieren, ist ein Ausbauziel von rund 22,5 GW erforderlich.	Hinweis: Das für die Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse auf heutigem Niveau erforderliche Ausbauziel wird mit rund 19,3 GW für 2035 angesetzt.
48	§ 50a	Bioenergie: Flexibilitätszuschlag		Flexibilitätszuschlag auf 130 €/kW installierter Leistung und Jahr anheben.		
49	§ 44 Abs. 2 Nr. 2	Bioenergie: Güllekleinanlagen		Abstimmung auf Bemessungsleistung statt auf installierte Leistung	Ermöglicht eine größere technische Überbauung und damit flexiblere und netzdienlichere Stromerzeugung; beseitigt eine sachlich nicht erforderliche Einschränkung und erhöht die Attraktivität von Güllekleinanlagen.	
50	§ 50a Abs. 1 EEG	Bioenergie: Güllekleinanlagen, Flexzuschlag		§ 50a Abs. 1 erweitern, sodass auch Güllekleinanlagen nach § 44 EEG-E den Flexibilitätszuschlag erhalten können	Flexible Teilnahme kleiner Gülleanlagen am Strommarkt ermöglichen; wirtschaftliche Auswirkungen wegfallender Förderung bei niedrigen/negativen Preisen abfedern und bedarfsgerechte Stromproduktion fördern	Grundsätzliche Zustimmung
51	§ 39i Abs. 1 EEG	Bioenergie: Maisdeckel	§ 39 i Abs. 1 S. 1: 30 Prozent	Streichung.	Erleichterung der Fahrweise und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit: eine Erhöhung ist für das EEG-Konto kostenneutral	
52	§ 39g i. V. m. § 55 Abs. 4, 5a	Bioenergie: Pönanen/erneute Ausschreibung		Pönanen frühestens drei Jahre nach Wechsel in Anschlussförderung oder erneute Ausschreibung nach zwischenzeitlicher Flexibilisierung zulassen	Betreiber sollen nicht sanktioniert bzw. dauerhaft von der Anschlussförderung ausgeschlossen werden, wenn die erforderliche Flexibilisierung wegen	

					externer Engpässe erst später möglich ist.	
53	§ 39i Abs. 5 EEG	Bioenergie: Sonderregelung für kleinere Biomasseanlagen	§ 39i Abs. 5 soll gestrichen werden.	§ 39i Abs. 5 EEG beibehalten und um einen Zuschlag von 3 ct/kWh auf den anzulegenden Wert für Anlagen bis 500 kW ergänzen.	Ausgleich erheblicher Wirtschaftlichkeitsnachteile kleinerer Anlagen gegenüber größeren Anlagen und Sicherung des Weiterbetriebs bestehender Strom- und Wärmeversorgung, insbesondere bestehender Wärmenetze.	
54	§ 39g EEG 2023	Bioenergie: Realisierungsfrist	§ 39g EEG-E 2027, Art. 1 Nr. 64	60 statt 42 Monate Realisierungszeitraum für bestehende Biomasseanlagen	Fehlende Netzanschlusskapazitäten sowie Lieferengpässe und lange Lieferzeiten bei BHKW, Gas und Wärmespeichern	
55	88 b EEG, §§ 12 EEV	Biogas, Stichtagsregelung für Bestandsanlagen	88 b EEG, §§ 12 EEV	Streichung der Stichtagsregelung	Viele Biogasanlagen müssten sich heute schon bis zum 30.09.2026 (Stichtagsgrenze) entscheiden, ob Sie sich bewusst auf diese Leistung reduzieren, damit Sie evtl. später die Güllekleinanlagenregelung, die angedacht ist, in Anspruch nehmen könnten. Nachdem aber bis zu diesem Stichtag noch kein neues EEG vorliegt, können Betreiber diese Entscheidung erst nach Veröffentlichung des neuen EEG treffen.	
56	-	Biomasse: Batteriespeicher als Flexibilitätsoption		Vorschlag: Der Anlagenbetreiber einer Biogasanlage erhält das Wahlrecht, ob er die Überbauung seiner Anlage beispielsweise über (zusätzliche) BHKW- Leistung und/oder einen Bioenergie-Strom- Batteriespeicher realisieren will.	Beide Möglichkeiten werden nahezu gleichgestellt: Allerdings besteht kein Anspruch auf Flexibilitätszuschlag im Umfang der installierten Leistung des Bioenergie-Strom- Batteriespeichers.	
57	§ 100 Abs. 18	Biomasse: Erneute Teilnahme an Ausschreibungen		Abweichend von § 39c können Bieter in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen nach den §§ 39 bis 39i ein Gebot für eine bezuschlagte Biomasseanlage abgeben (Biomasse-Zusatzgebot), wenn der zuerst erteilte Zuschlag für die Biomasseanlage in einem Gebotstermin nach dem 31. Dezember 2020 erteilt wurde. In Ergänzung zu den Anforderungen an Gebote nach § 30 müssen Biomasse-Zusatzgebote folgende Anforderungen erfüllen: (1) die Nummer des bereits erteilten Zuschlags ist anzugeben und (2) die Registernummer der Anlage, auf die sich das Gebot bezieht, ist anzugeben. Die §§ 39a bis 39i sind für Biomasse-Zusatzgebote entsprechend anzuwenden. Wird ein Zuschlag für ein Biomasse-Zusatzgebot erteilt, ist für die Biomasseanlage das	Viele Betreiber konnten bei der ersten Ausschreibungsteilnahme nur mit der bestehenden installierten Leistung oder einer zu geringen Leistung bieten, weil aufgrund fehlender Übergangszeiten oder mangelndem Netzanschluss, nicht mehr installierte Leistung möglich war. Um das volle Potential dieser Anlagen erschließen zu können und den Anlagen eine wirtschaftliche Zukunft zu ermöglichen, sollte die einstmals bestehende, aber befristete Möglichkeit einer	

				Erneuerbare-Energien-Gesetz in der zum Zeitpunkt des Gebotstermins, in dem das Biomasse-Zusatzgebot abgegeben wurde, geltenden Fassung anwendbar. Sind die anzulegenden Werte für das ursprüngliche Gebot und das Biomasse- Zusatzgebot nicht identisch, ist für den in der Biomasseanlage erzeugten Strom ein Gesamtwert im Verhältnis zur installierten Leistung zu bilden.“	erneuten Ausschreibungsteilnahme wieder zugelassen werden.	
58	§ 51	Biomasse: Güllekleinanlagen – Vergütung bei negativen Preisen	§ 51: Nach § 51 Abs. 1 EEG-E verringert sich der Zahlungsanspruch für Zeiträume mit negativem Spotmarktpreis auf null. Nach Abs. 2 Nr. 1 gilt eine Ausnahme für Anlagen unter 100 kW in der Netzbetreiberabnahme bzw. beim Mieterstromzuschlag bis zum Ablauf des Jahres, in dem ein intelligentes Messsystem eingebaut wird. Für direktvermarktete Anlagen bzw. für Güllekleinanlagen zwischen 100 und 150 kW enthält der Kabinettentwurf keine spezielle Ausnahme. Die Bundesregierung will die Nullvergütung bei negativen Preisen ausdrücklich konsequent fortführen.	100-kW-Regel bei Güllekleinanlagen nicht anwenden; Vergütungsanspruch bei negativen Strompreisen erhalten.	Güllekleinanlagen sind regelmäßig nicht überbaut, sondern auf einen kontinuierlichen Betrieb ausgelegt. Der Wegfall der Vergütung führt vielfach zur Unwirtschaftlichkeit. Anders als beispielsweise PV-Anlagen haben Güllekleinanlagen laufende Kosten für Einsatzstoffe. Das Nachholen der Vergütungszeiten nach Ende der regulären Förderdauer stellt daher keine ausreichende Lösung dar.	
59	§ 55	Biomasse: Pönalen	-	Bestandsanlagen sollten frühestens drei Jahre nach dem Wechsel in die Anschlussförderung pönalisiert werden.	Dies ist für Anlagen, die aufgrund des Vergütungsendes unmittelbar nach Zuschlagserhalt wechseln müssen, die einzige Chance, die Anlagen noch weiter flexibilisieren zu können; ansonsten müssen die Anlagen mit der bestehenden (niedrigen) Leistung an der Ausschreibung teilnehmen.	
60	§ 39h	Biomasse: Vergütungszeitraum	Der KabE belässt den zweiten Zahlungszeitraum für Biomasseanlagen im bestehenden Förderrahmen bei 12 Jahren.	Zweiten Vergütungszeitraum für Biomasseanlagen auf 15 Jahre verlängern – auch für bereits bezuschlagte Anlagen.	Eine umfangreiche Flexibilisierung hat sehr hohe Investitionen (meist mehrere Mio. €) zur Folge und kann oft nicht über den vorgesehenen zweiten Vergütungszeitraum von 12 Jahren (§ 39h Abs. 3 EEG) amortisiert werden. Viele Anlagen, die Ende 2025 oder 2026 in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln	

					mussten bzw. müssen und zu diesem Zeitpunkt noch nicht ausreichend flexibilisiert sind, haben zudem nicht einmal zwölf Jahre für die Amortisierung, deshalb sollte die Verlängerung auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten	
61	§ 44	Güllekleinanlagen: Wechsel von Bestandsanlagen in Anschlussförderung EEV ermöglichen	Die Anschlussförderung kann nur von Anlagen in Anspruch genommen werden, deren installierte Leistung am 31.03.2021 nicht mehr als 150 kW betrug (der zuletzt bekannt gewordene Referentenentwurf verschiebt den Stichtag auf den 30.9.2026). Es wird also die Verkleinerung bestehender Biogasanlagen zum Zweck des Wechsels in die Anschlussvergütung („Downsizing“) ausgeschlossen.	Die Obergrenze sollte deshalb 150 kW Bemessungsleistung betragen, ohne Begrenzung der installierten Leistung und ohne die Begrenzung auf einen Stichtag	Diese Anlagen setzen im Verlauf des ersten Vergütungszeitraums auch nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) ein, würden aber für den Wechsel in die Anschlussregelung den Einsatz nachwachsender Rohstoffe reduzieren und damit sowohl ihre Leistung verringern als auch den Gülleanteil erhöhen. Für den überwiegenden Teil dieser Anlagen ist eine Teilnahme am Ausschreibungsverfahren keine Option. Eine Stilllegung zahlreicher Anlagen wäre die Folge. Die Beschränkung der Anschlussregelung auf Anlagen, deren installierte Leistung bereits im ersten Vergütungszeitraum unter 150 kW lag, vergibt deshalb die Chance, die NawaRo-Bestandsanlagen beim Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum in eine güllebetonte Anlage umzuwandeln und damit weitgehend auf Anbaubiomasse zu verzichten.	Zustimmung. Die erleichterte Einbeziehung bestehender Güllekleinanlagen in die Anschlussförderung wird begrüßt. Grundsätzlich ist der Weiterbetrieb bestehender Bioenergieanlagen im EEG positiv zu bewerten, sofern deren system- und netzdienlicher Betrieb weiter gestärkt wird.
62	§ 24 Abs. 2 EEG-E	PV: Anlagenzusammenfassung	Unbeschadet von Absatz 1 Satz 1 stehen mehrere Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen des ersten Segments unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 oder Absatz 3 Satz 2 oder § 38a Absatz 1 Nummer 24 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie 1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass	Unbeschadet von Absatz 1 Satz 1 stehen mehrere Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 oder Absatz 3 Satz 2 oder § 38a Absatz 1 Nummer 24 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie 1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass eines Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, errichtet worden sind und innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern Luftlinie, gemessen im Fall von Freiflächenanlagen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage und im Fall	PV-Anlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“, insbesondere Tagebau und Konversionsflächen, sollten weiterhin von der Anlagenzusammenfassung ausgenommen werden. Dafür sprechen insbesondere: Transformation der Kohleregionen ermöglichen, Flächenkonflikte vermeiden, keine Benachteiligung anderer Marktteilnehmer. Sofern dies nicht möglich ist, sollte zumindest die EEG-Gebotsbegrenzung auf mindestens 150 MW angehoben werden. Durch den zukünftigen Wegfall der	

			eines Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, errichtet worden sind und innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern Luftlinie, gemessen im Fall von Solaranlagen des ersten Segments vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage und im Fall von Windenergieanlagen von der Turmmitte der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.	von Windenergieanlagen von der Turmmitte der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.	EEG-Fördermöglichkeit für Anlagen auf Bergbaufolgefächern mit einer installierten Leistung von mehr als 50 MW ist die Realisierung vieler dieser für die Transformation der Bergbauunternehmen wichtigen Erneuerbaren-Projekte fraglich, da sie oftmals über eine installierte Leistung von mehr als 50 MW verfügen. Eine Aufteilung großer PV-Projekte und die aufgrund der weiteren Regelungen des EEG einhergehende zeitliche und räumliche Trennung würde die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte infrage stellen. Darüber hinaus kommt eine alternative Vermarktung über PPAs in der Regel nicht in Frage.	
63	§ 19	PV: Bidirektionales Laden		Die in § 19 Abs. 3c EEG vorgesehene Pauschaloption sollte von 500 auf 300 kWh pro Kalenderjahr und Kilowatt installierter Leistung der Solaranlage angepasst werden.	Eine Absenkung verbessert die Zielgenauigkeit der Pauschaloption. Sie reduziert das Risiko, dass aus dem Netz bezogener Strom über Speicher oder Elektrofahrzeuge später als förderfähiger PV-Strom behandelt wird. Gleichzeitig bleiben die notwendigen Vereinfachungen für bidirektionalen Betrieb erhalten und dessen wirtschaftliche Nutzung wird unterstützt.	Zustimmung. Die Absenkung der Pauschaloption von 500 auf 300 kWh wird unterstützt. Dadurch sinkt die relevante Schwelle der Indifferenzmenge, sodass mehr Strom aus Speichern im Rahmen der Pauschaloption umlagen- und netzentgeltbefreit saldiert werden kann. Damit werden Hemmnisse für den Hochlauf flexibler Speicheranwendungen reduziert.
64	§ 10b Abs. 7 EEG-E	PV: Direktvermarktung; Vertragliche Vorgaben	In einem Vertrag über die Direktvermarktung [...] treffen der Direktvermarktungsunternehmer und der Anlagenbetreiber Vereinbarungen 1. über einen anhand von Strommarktpreisen definierten Schwellenwert, ab dem der Direktvermarktungsunternehmer die Einspeiseleistung der Anlage ferngesteuert abregelt, und 2. über die Kostentragung für den Fall, dass der Direktvermarktungsunternehmer die nach Nummer 1 vereinbarte, ferngesteuerte Abregelung nicht vornimmt.	Kritik, es handle sich um einen unverhältnismäßigen Eingriff in die Vertragsfreiheit.	Direktvermarkter haben bereits ein starkes eigenes wirtschaftliches Interesse daran, Anlagen effizient zu bewirtschaften und bei entsprechenden Preissignalen abzuregeln. Die in § 10b Abs. 7 EEG-RefE aufgenommenen verpflichtenden vertraglichen Regelungen zu Abschaltsschwellen stellen einen unverhältnismäßigen Eingriff in die Vertragsfreiheit dar. Weiterhin bleibt offen, in welcher Form diese Verpflichtung kontrolliert werden sollte.	Zustimmung. Die Kritik an den verpflichtenden vertraglichen Vorgaben wird geteilt. Die Regelung greift unverhältnismäßig in die Vertragsfreiheit ein und verursacht zusätzlichen administrativen Aufwand für Direktvermarkter. Zudem sollte ausreichend Flexibilität erhalten bleiben, um auf unterschiedliche Marktsignale im Day-Ahead- und Intraday-Markt reagieren zu können.

65	§ 37 Abs. 1a EEG	PV: Naturschutzfachliche Mindestkriterien	Es werden naturschutzfachliche Mindestkriterien für Anlagen des 1. Segments eingeführt.	In § 37 Abs. 1a EEG sollte der Verweis auf Solaranlagen auf baulichen Anlagen (§ 37 Abs. 1 Nr.1 EEG) gestrichen werden.	In § 37 Abs. 1a EEG werden naturschutzfachliche Mindestkriterien für Anlagen des 1. Segments eingeführt. Allerdings verweist §37 Abs. 1a EEG auch auf PV-Anlagen auf sonstige bauliche Anlagen (37 Abs.1 Nr. 1 EEG), wozu u.a. auch Deponien oder versiegelte Flächen (ehemalige Flughäfen) zählen, welche die naturschutzfachlichen Kriterien nicht oder nur eingeschränkt erfüllen können.	
66	§ 21	PV: Netzbetreiberabnahme	Satz 1 Nummer 1 ist nicht anzuwenden auf Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung der Solaranlage oder der Solaranlagen von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und mit einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden."	Erhöhung von 800 Voltampere auf 1000 Voltampere		Keine Zustimmung. Eine Anhebung der Grenze von 800 auf 1.000 VA wird nicht unterstützt. Die bestehende Grenze von 800 VA ist auf die technischen Rahmenbedingungen für Steckersolargeräte abgestimmt. Eine Erhöhung hätte weitergehende Konsequenzen, unter anderem für Anschluss und Installation sowie die einschlägigen technischen Anschlussregeln, die zunächst umfassend geprüft werden müssten.
67	§ 38b	PV: Repowering	Bei einer Erhöhung der Leistung durch die Ersetzung besteht für den über die Leistung der ersetzten Anlagen hinausgehenden Anteil des eingespeisten Stroms kein Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und keine Zahlungspflicht nach § 21d Absatz 1.	Besteht so weiterhin ein Anreiz zum Repowering? Unterliegt der erhöhte Leistungsanteil dem Kommunalcent?		
68		PV: Direktvermarktungspflicht		Bitte um Stellungnahme des BMWF zu: Stellungnahme Solar Cluster Baden-Württemberg zur EEG-Novelle 2027 - Gesetzesstruktur		
69	100	PV: Übergangsbestimmungen	Die Übergangsbestimmungen sehen vor, dass für Bestandsanlagen grundsätzlich das bisherige Recht fortgilt. Für kleine Bestandsanlagen in der Direktvermarktung ist jedoch § 100 Abs. 3 EEG 2027-E besonders zu beachten. Danach findet § 10b Abs. 7 EEG 2027-E – insbesondere die Pflicht zur vertraglichen	Stellt die vorgesehene Ausweitung des § 10b Abs. 7 EEG 2027-E auf Bestandsanlagen bei einer Änderung oder einem Neuabschluss des Direktvermarktungsvertrags einen Eingriff in den Bestandsschutz dar?	Der Bestandsschutz ist ein wesentlicher Grundsatz für Investitions- und Planungssicherheit und sollte uneingeschränkt gewahrt bleiben.	

			Regelung eines Schwellenwerts für die Abregelung sowie der Kostentragung – auch auf Bestandsanlagen Anwendung, wenn der Direktvermarktungsvertrag geändert oder ein neuer Direktvermarktungsvertrag abgeschlossen wird.			
70	19	PV: Übergangszahlung/Direktvermarktungspflicht		Prüfbitte bzgl. Direktvermarktungspflicht für Anlagen unter 7 kW. Laut VNB gehen von diesen nur 6% der Leistung aus, die Anzahl geht aber in die Hunderttausende. Wie ist hier der Sachstand laut BMW?	Laut Marktakteuren fehlt es aktuell noch an den technischen Voraussetzungen sowie standardisierten und massentauglichen Prozessen, ohne die eine Direktvermarktung im Segment bis 100 kW in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich durchführbar ist. Um die Anforderungen der Direktvermarktung zu erfüllen, benötigen die Anlagen ein intelligentes Messsystem (iMSys) und eine Steuerungseinrichtung. Allerdings wird der flächendeckende Rollout von iMSys und Steuerboxen noch einige Jahre in Anspruch nehmen.	Zustimmung. Die Direktvermarktungspflicht für Anlagen unter 7 kW sollte überprüft werden. Eine entsprechende Ausnahmeregelung ist aus unserer Sicht unkritisch und setzt zugleich keine Fehlanreize gegen die Installation größerer PV-Anlagen.
71	21	S: Direktleitungen	§ 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG: Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber 1. jederzeit ihren Direktvermarktungsunternehmen wechseln oder 2. Strom vollständig oder anteilig an Dritte weitergeben, sofern a) diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen, [...]	Das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ in § 21b Abs.4 Nr.2 EEG ist ein unbestimmter Rechtsbegriff, welcher zu Rechtunsicherheit führt und Direktstromlieferungen erschwert. Für eine stärkere Klarheit der Möglichkeit einer Stromlieferung auch außerhalb des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs, sollte der Teilsatz „diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage zu verbrauchen“ in §21b Abs.4 Nr.2 EEG (analog entsprechend auch unter § 3 Nr. 16 EEG) gestrichen werden	Eine Stromlieferung über Direktleitungen ermöglicht die direkte Lieferung von dauerhaft günstigen und klimaneutralen Solarstrom an Stromverbraucher, wie z. B. produzierende Unternehmen, Elektrolyseure, Ladeinfrastruktur und Infrastrukturen der öffentlichen Hand. Die Stromlieferung über eine Direktleitung stellt eine gute Ergänzung zu Solaranlagen auf dem Betriebsgelände der Stromverbraucher (z.B. Gebäude-PV-Anlagen) dar, z. B., wenn diese zur Deckung des Strombedarfs nicht ausreichen.	
72	28e	S: Resilienzausschreibungen		Prüfbitte an BMW, inwieweit Speicher eine Rolle in den künftigen Resilienzausschreibungen spielen können. Gibt es hier Spielraum für Verbesserung der Situation von Energiespeichern in den NZIA-Ausschreibungen?	Gerade Speicher machen resilient gegen bestehende Abhängigkeiten und unabhängig von Erzeugungszeitfenstern der EEG-Anlage. Auch gäbe es hier die	

					Chance deutsche und europäische Unternehmen explizit zu fördern und heimische Wertschöpfung auch im SpeicherSegment zu bevorzugen	
73	77	S: ÜNB-Bericht über die Ermittlung der von ihnen nach den §§ 70 bis 73 mitgeteilten Daten		Analog zur Streichung der Berichtspflicht im EnFG sollte im Sinne der Entbürokratisierung die Berichtspflicht unter § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG entfallen.		
74	21d	Wasserkraft/Refinanzierungsbeitrag	(1) Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt sind verpflichtet, für Kalenderjahre, in denen der Jahresmarktwert über dem für die Anlage im jeweiligen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Wert liegt, für jede Kilowattstunde des in einem solchen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten und in das Netz eingespeisten Stroms einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber zu zahlen, soweit für die Anlage 1. ein wirksamer Zuschlag vorliegt oder 2. der Anlagenbetreiber eine nach § 20 Absatz 2 erforderliche Mitteilung vorgenommen hat. Die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach Satz 1 besteht für Strom, den der Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung mit Marktprämie nach § 20 oder der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a veräußert. § 19 Absatz 3 bis 3b und § 22 Absatz 2 Satz 1 zweiter Halbsatz sind entsprechend anzuwenden. (2) Der Refinanzierungsbeitrag ist nicht zu zahlen 1. für erzeugte und in das Netz eingespeiste Strommengen aus Biomasseanlagen, ausgenommen Klär- und Deponiegasanlagen, und 2. in	Erweiterung der Ausnahme auf Wasserkraft.	Mit der Einführung des Refinanzierungsbeitrags für Förderanlagen bei welchen der Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert (AZW) liegt, wird die europarechtliche Abschöpfung von Übergewinnen im Rahmen einer Förderung in nationales Recht umgesetzt. Ausgenommen ist bisher nur die Biomasse. Mit Blick auf das im Gesetzesentwurf vorliegende Förderdesign werden jedoch weiterhin die Betriebskosten gefördert, wobei sich der Förderbetrag und der Refinanzierungsbeitrag zukünftig ausgleichen sollen. Dabei sollten jedoch grundlastfähige Technologien von einer Refinanzierung ausgenommen werden. Dies wurde bereits mit Blick auf die Biomasse umgesetzt und sollte auch für Anlagen der Wasserkraft zutreffen.	

			Fällen des § 19 Absatz 4 oder 5. (3) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Refinanzierungsbeitrag vom Anlagenbetreiber zu erheben. Der Netzbetreiber muss bei der Erhebung des Refinanzierungsbeitrags die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Kaufmanns anwenden.			
75	40 Abs. 5	Wasserkraft: Degression	§ 40 Abs. 1 und Abs. 5 EEG-E 2027 – Art. 1 Nr. 68 Buchst. a und d: Degression greift wieder zum 1. Januar 2028	Streichung der Degression	Die Wasserkraft ist eine im Kern ausgereifte Technologie. Bei technischen Wirkungsgraden von bis zu 90% ist ein weiterer technischer Fortschritt in der Turbinentechnik nicht mehr zu realisieren und lediglich durch die Optimierung baulicher Gegebenheiten und den Einsatz digitaler Steuerungstechnik zu erhöhen. Investitionen im Wasserbau sind aufgrund der erforderlichen Wasserhaltung und dem anspruchsvollen Tiefbau jedoch grundsätzlich kostenintensiv. Der Neubau von Wasserkraftanlagen und die technische Modernisierung bedingen sehr hohe Anfangsinvestitionen bei gleichzeitig in den vergangenen Jahren stark gestiegenen Baukosten.	
76	§ 40 Abs. 1	Wasserkraft: Einführung einer neuen Vergütungsklasse bis 100 kW		Neue Vergütungsklasse für Anlagen bis 100 kW in § 40 Abs. (1): Für Strom aus Wasserkraft beträgt der anzulegende Wert bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 100 Kilowatt 19,50 Cent pro Kilowattstunde.	Vor dem Hintergrund der besonderen Anforderungen an kleine Wasserkraftanlagen und zur Sicherstellung der Anlagenwirtschaftlichkeit angesichts stark gestiegener Kosten wird eine neue Vergütungsklasse für Anlagen bis 100 kW in § 40 Abs. (1) empfohlen: Für Strom aus Wasserkraft beträgt der anzulegende Wert bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 100 Kilowatt 19,50 Cent pro Kilowattstunde.	

77		Wasserkraft: Krisenresilienz als eigenständige und förderungswürdige Maßnahme anerkennen	§ 40: Der Anspruch nach § 19 Abs. 1 und die Zahlungspflicht nach § 21 d Abs. 1 bestehen auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, wenn durch eine wasserrechtliche zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Satz 1 ist auch nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen anzuwenden, wenn das Leistungsvermögen um mindestens 10 Prozent erhöht wurde. ...	Zivilschutzrelevante technische Ertüchtigungsmaßnahmen als eigenständige und förderungswürdige Maßnahmen im Sinne des § 40 anzuerkennen: Das kann z. B. sein: Herstellung der Schwarzstartfähigkeit, Aufbau lokaler bzw. regionaler Inselnetze, Bereitstellung Netzstabilitätsdienste, Erhöhung der Ausfallsicherheit durch Notstromversorgung, Hilfsenergiespeicher und resilienter Steuerungs- und Regelungstechnik.	Wasserkraft als Baustein für den Bevölkerungsschutz. Strategische Vorzüge: Erhöhung der Systemresilienz durch Dezentralität, Bereitstellung von Schwarzstartkapazität, Reduktion der Abhängigkeit von komplexen, großflächigen Lieferketten	
78	§ 5 EEG KabE	Wind auf See: Grenzüberschreitende Ausschreibungen	Ausbau im In- und Ausland; grenzüberschreitende Ausschreibungen	Neben hybriden Kooperationsprojekten (z. B. Bornholm Energy Island) auch radiale Kooperationsprojekte (sog. „cross boarder radials“) umsetzen.	Kann Kosteneffizienz im Offshore-Wind-Ausbau signifikant steigern und gleichzeitig eine Reduktion der Bebauungsdichte in der deutschen AWZ für höhere Volllaststunden bei Aufrechterhaltung des 70-GW- Ziels ermöglichen.	
79		Wind: Bürgerenergie		Einführung eines eigenen Ausschreibungssegments für Bürgerwindprojekte	Bürgerwindprojekte haben eine andere Kostenstruktur: Sie benötigen viel Fremdkapital, profitieren aufgrund ihrer geringeren Größe kaum von besseren Liefer- und Einkaufskonditionen und können sich selten durch andere Projekte querfinanzieren. Zudem tragen sie besondere Verantwortung, da sie mit privatem Kapital von Bürgerinnen und Bürgern wirtschaften. Dadurch haben sie gegenüber großen Projektierern einen Wettbewerbsnachteil. Die bestehende Ausschreibungsbefreiung ist wegen der 18-MW-Grenze und der unklaren Festlegung des Vorvorjahres-Zeitpunkts zur Bestimmung der Förderhöhe nicht praxistauglich.	Keine Zustimmung. Ein eigenes Ausschreibungssegment für Bürgerwindprojekte wird abgelehnt. Ein volkswirtschaftlicher Mehrwert ist nicht erkennbar. Für die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an Windenergieprojekten sowie zur Stärkung der Akzeptanz stehen bereits andere Instrumente zur Verfügung.
80	§ 46	Wind: Flugwind	§ 46 Abs. 3 S. 3 KabE: "Wenn die Summe der installierten Leistung aller Flugwindenergieanlagen an	Bitte um Darstellung des Hintergrunds		

			Land, die nach Satz 2 und § 36h Absatz 3a Satz 1 an das Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, bis zum 30. September eines Jahres erstmals 50 Megawatt überschritten hat, sind und die Sätze 1 und 2 nicht mehr anzuwenden auf Flugwindenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird und die nach dem 31. Dezember desselben Jahres in Betrieb genommen worden sind."			
81	§ 36 g neu	Wind: Zuschlagssegment für die Südregion („Südquote“)		Einführung eines gesonderten Ausschreibungssegments für die Südregion.	Güte-/Korrekturfaktor begünstigt alle schlechten Standorte – verzerrt die Güte von Standorten.	Keine Zustimmung.
82	§ 36 h Abs. 1 S. 2	Wind: Korrekturfaktor im Referenzertragsmodell		Anpassung des Korrekturfaktors auf 1,80	Die Erhöhung des Korrekturfaktors auf 1,65 reicht nicht aus, um die bestehenden strukturellen Wettbewerbsnachteile Süddeutschlands in den Ausschreibungen hinreichend zu kompensieren. Es besteht weiterhin das Risiko, dass die Wirtschaftlichkeit zahlreicher genehmigter Projekte infrage gestellt und der Windenergieausbau in Süddeutschland zusätzlich erschwert wird.	Hinweis: Eine Anpassung des Korrekturfaktors wird grundsätzlich unterstützt. Der bisher vorgesehene Faktor von 1,65 gleicht die Standortnachteile in Süddeutschland nicht vollständig aus. Die konkrete Anhebung auf 1,80 kann jedoch nicht abschließend bewertet werden und sollte nicht mit einem gesonderten Ausschreibungssegment für die Südregion verbunden werden.
83		Wind: Zuordnung Kreis Borken zur Küstenregion		Kreis Borken in Anlage 4 der Region Mitte-Nord zuordnen.	Nach Anlage 4 des Entwurfs soll der Kreis Borken als einziger Kreis in ganz Nordrhein-Westfalen der Küstenregion zugeordnet werden. Sämtliche umliegenden Kreise sind der Region Mitte-Nord zugeordnet. Der Kreis Borken liegt mehr als 150 Kilometer von der Nordseeküste entfernt, und weist völlig andere Windverhältnisse auf als tatsächliche Küstenstandorte. Eine sachliche Begründung für die Zuordnung ist dem Entwurf nicht zu entnehmen;	

84		Bioenergie: Biomethan-Ausschreibungen, Übergangsregelung		Übergangsregelung nach Abschaffung der Biomethan-Ausschreibung: Was geschieht mit bereits entwickelten Projekten?		
85	§ 79	Herkunftsnachweise	§ 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2027-KabE: Das Umweltbundesamt 1. stellt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus, der der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a zugeordnet ist und für den keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen wird	Diese Änderung ist angesichts der Förderänderungen, die der Referentenentwurf vorsieht, konsequent. Ergänzend sollten aber auch die nachfolgenden Aspekte hinsichtlich der Speichermischnutzung berücksichtigt werden: Es ist aktuell unklar, ob für Strom aus einem Mischspeicher mit EEund Graustrom bei Ausspeisung des EE-Stroms in das Netz und Anwendbarkeit der kommenden MiSpeL-Festlegung für diesen EE-Strom Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen, oder nicht (vgl. nachfolgend auch unter Nr. 25.3). Dies basiert vornehmlich darauf, dass Herkunftsnachweise nur für eine Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2023 ausgestellt werden dürfen, der Mischspeicher aber keine solche Anlage ist, weil er nicht ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien einspeichert. Insoweit sollten • entweder die entsprechenden Passagen in § 19 Abs. 3b Satz 2 und 3c Satz 5 EEG klarstellend angepasst werden, • oder der Anlagenbegriff in § 3 Nr. 1 EEG entsprechend modifiziert werden, • oder eine ausdrückliche Befugnis zur Ausstellung entsprechender Herkunftsnachweise in § 79 EEG eingearbeitet werden	Bei einer strikten Gesetzesauslegung würden die EE-Strommengen daher trotz Förderfähigkeit nach § 19 Abs. 3b und 3c EEG 2023 i.V. mit der kommenden MiSpeL-Festlegung für die Ausstellbarkeit von Herkunftsnachweisen als Graustrommengen behandelt werden. Dies widerspräche dem Sinn der MiSpeL-Festlegung, gerade die grüne Eigenschaft dieser Strommengen zu erhalten.	
86	Streichung des § 79a EEG i. V. m. Anpassung des § 42 Abs. 5 EnWG im EEG 2027-KabE	Herkunftsnachweise	§ 42 Absatz 5 wird durch den folgenden Absatz 5 ersetzt: „(5) Eine Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Zweck der Stromkennzeichnung nach Absatz 1 Nummer 1 und Absatz 3 liegt nur vor, wenn der Stromlieferant 1. Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien verwendet, die durch die zuständige Behörde nach § 79 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entwertet wurden, 2. Strom, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert wird, unter Beachtung der Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ausweist oder 3.	Auch die Anpassung von § 42 Abs. 5 EnWG sollte mit einer Übergangsfrist versehen werden	Auch die Anpassung von § 42 Abs. 5 EnWG sollte mit einer Übergangsfrist versehen werden, so dass Regionalnachweise aus dem Lieferjahr 2026 noch in der aktualisierten Stromkennzeichnung zum 01.07.2027 Berücksichtigung finden können. Dies dient dem Vertrauensschutz für bisherige Anwender der regionalen Grünstromkennzeichnung.	

			Strom aus erneuerbaren Energien als Anteil des nach Absatz 4 berechneten Energieträgermixes nach Maßgabe des Absatz 4 ausweist.“			
--	--	--	---	--	--	--