

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)

BDEW-Gesamtbewertung der Änderungsvorschläge von CDU und CSU:

- Ein Förderende 2045 unabhängig vom Inbetriebnahmejahr würde die Kosten zunächst deutlich erhöhen, da sich die Investitionen über einen kürzeren Förderzeitraum amortisieren müssen und daher höhere Gebote nötig werden. Werden zugleich die Höchstwerte abgesenkt, wird eine Finanzierung des vorgesehenen Ausbaus über die EEG-Förderung unmöglich gemacht.
- Wer weniger Förderung will, muss marktbasierte Lösungen konsequent stärken. Die vorgeschlagene Streichung der Wechselmöglichkeit zwischen CfD und PPA lehnt der BDEW deshalb ab. Ein einmaliger Wechsel, der über die gesamte Förderdauer möglich ist, öffnet Anlagen gezielt den Weg in den Markt. Ohne diese Wechseloption würden EEG und PPA-Markt gleichermaßen geschwächt. Ein effektives und fast kostenneutrales Instrument zur Erreichung von mehr PPAs aus ungefördert errichteten Anlagen ist eine Besicherung des Ausfallrisikos der PPA-Abnehmer, wie unten auch befürwortet.
- Eine Anpassung der Ausschreibungsmengen an die aktuelle Stromnachfrage in kurzen Intervallen ist abzulehnen. Ein grundsätzlicher Abgleich von Stromnachfrage und Ausbauzielen, wie ihn der Monitoringbericht des BMWF vorgenommen hat, ist sinnvoll – dabei wurde der prognostizierte Stromverbrauch bereits zurückhaltender angesetzt. Eine darüber hinausgehende, laufende Anpassung der Ausschreibungsmengen nimmt jedoch Projekten mit langen Planungszeiten wie Wind an Land und Offshore die Planbarkeit, schwächt europäische Herstellungskapazitäten und verkennt den absehbaren Anstieg des Stromverbrauchs. Darüber hinaus erhöht fehlende Planbarkeit die Finanzierungskosten von Erneuerbare-Energien- und auch sonstigen Anlagen durch Risikoaufschläge der Kreditinstitute. Statt den Zubau zu bremsen und unnötig zu verteuern, müssen Netz- und EE-Ausbau, Sektorkopplung sowie Flexibilitäten beschleunigt werden.
- Der BDEW lehnt den Verzicht auf Sonder- und Resilienzausschreibungen für Wind ab. Eine eventuell geringe Beteiligung an den Resilienzausschreibungen darf nicht zulasten des allgemeinen Ausbaupfads gehen. Der dadurch verursachte Verlust weiterer Lieferketten im Bereich der Erneuerbaren Energien würde die Energiesouveränität sowie die Resilienz Deutschlands und Europas schwächen. Auch für Industriearbeitsplätze, z.B. in der Stahlbranche und im Maschinenbau, hätte dies negative Folgen.
- **Positiv bewertet der BDEW insbesondere die Absicherung des Abnehmer-Ausfallrisikos grüner PPAs, die Südquote für Wind an Land, die Erleichterung von Direktlieferungen durch den Verzicht auf das Kriterium der „räumlichen Nähe“ sowie die gesetzliche Definition der „Nulleinspeisungsanlage“.**
- Entscheidend ist ein zügiger, konstruktiver Abschluss des parlamentarischen Verfahrens, damit die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission noch dieses Jahr erfolgt und der Ausbau der Erneuerbaren Energien ohne Fadenriss fortgesetzt werden kann.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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	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.	Der BDEW lehnt einen festgeschriebenen Ausstiegspfad aus der EEG-Förderung ab. Aktuell bleibt eine verlässliche Förderkulisse Voraussetzung für das Erreichen der Ausbauziele. Zwar wäre ein verbindlicher Pfad planbarer als wiederholte Anpassungen der Ausschreibungsvolumina. Eine kürzere Förderdauer führt jedoch zu höheren Geboten. Wenn die Höchstwerte entsprechend zu knapp bemessen sind, sinken Überzeichnung und Wettbewerb, und die Förderkosten steigen. Das gilt umso mehr, wenn die einmalige Wechselmöglichkeit aus dem CfD nicht auf mehr Jahre ausgeweitet wird, sondern womöglich sogar verringert. Daher sind eine Verbesserung der Wechselmöglichkeiten in PPAs sowie auskömmliche Höchstwerte zentral. Vor diesem Hintergrund lehnt der BDEW einen festgeschriebenen Ausstiegspfad aus der EEG-Förderung ab.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				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		
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.	Die einmalige Wechselmöglichkeit zwischen CfD und ungeförderter Vermarktung gemäß EEG-Regierungsentwurf entspricht der BDEW-Forderung: Betreiber sollen entweder einmalig aus der Förderung aussteigen oder nach Zuschlagserteilung zunächst einige Jahre ungefördert vermarkten und anschließend in den CfD wechseln können. Diese grundsätzliche Wechselmöglichkeit zwischen PPA und CfD ist erforderlich, um weiterhin den Abschluss kurzfristiger PPA zu ermöglichen und damit die Liquidität der Terminmärkte zu gewährleisten. Eine zeitgleiche Inanspruchnahme von EEG-Förderung und PPA-Vermarktung soll dabei – wie von der Union vorgesehen – ausgeschlossen bleiben.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
						Für Offshore-Wind spricht sich der BDEW darüber hinaus für die Möglichkeit eines PPA-Carve-Outs aus, bei dem ein Teil des Volumens über PPAs vermarktet wird. Ein solcher Ansatz verbindet die Absicherung über den CfD mit zusätzlichen Impulsen für den PPA-Markt. Insoweit geht die BDEW-Position über den Vorschlag der Union hinaus. Durch die energiepolitischen Vorgaben der EU sind die Mitgliedsstaaten aufgefordert, den Hochlauf von PPA zu fördern, auch unter Aufweichung der strikten Trennung in geförderte und ungeforderte Anlagen.
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.	Ohne eine Art von Absicherung wird es weiterhin keine nennenswerten Steigerungen bei den Abschlüssen von PPAs geben. Daher empfiehlt der BDEW die Möglichkeit eines Einsteigens in den CfD innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre. Siehe auch vorherigen Punkt.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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.	Für den zweiseitigen CfD fordern wir keinen generellen Marktwertkorridor. Wir schlagen vor, die gleitende Marktprämie auch negativ werden zu lassen. Das ist die einfachste und für die Netzbetreiber am besten umsetzbare Lösung.
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	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	Die niedrigen Zuschlagswerte der Ausschreibungen 2026 sind kein Maßstab für die Zukunft. Sie gehen – wie die starke Überzeichnung bei Wind und Solar zeigt – auf einen außergewöhnlich intensiven Wettbewerb infolge von Vorzieheffekten zurück. Ab 2027 ändern sich die Rahmenbedingungen grundlegend: Durch die verpflichtende Abschöpfung im neuen CfD-Regime sinken die Erlöse in Hochpreisphasen. Zudem erhöhen die

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				perspektivisch in Richtung 7,5 ct/kWh anzustreben. Eine automatische Indexierung ist auszuschließen; nachträgliche Anhebungen durch die Bundesnetzagentur sind eng zu begrenzen.	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 Degressions- und Kostensenkungsziel zu verstehen.	geplanten Instrumente des Netzpakets (Redispatch-Vorbehalt, SAL) und die AgNes-Reform die Stromgestehungskosten. Weiter sinkende Gebote sind daher nicht zu erwarten. Vor diesem Hintergrund lehnt der BDEW eine weitere Absenkung der Höchstwerte ab.
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	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	Eine Absenkung auf 20 MW würde Skaleneffekte hemmen und – zusammen mit einer Absenkung der Höchstwerte – einen kosteneffizienten Ausbau erschweren. Der BDEW lehnt diese Forderung daher ab.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				marktliche Finanzierungsmodelle realisiert werden.	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	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					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.	Ein Abgleich der Ausbauziele mit der langfristigen Stromnachfrage ist sinnvoll – genau das hat der Monitoringbericht des BMWF bereits geleistet und den prognostizierten Stromverbrauch nach unten korrigiert. Die aktuellen Ausbaupfade beruhen damit auf einer realistischen, bereits angepassten Grundlage und nicht auf überdimensionierten Annahmen. Eine darüber hinausgehende Nachsteuerung der Ausschreibungsmengen in kurzen Intervallen lehnt der BDEW ab. Erneuerbare-Energien-Anlagen – insbesondere Wind an Land und Offshore – haben ebenso wie Stromnetze Planungs- und Realisierungszeiträume von vielen Jahren. Häufiges Zwischensteuern erzeugt Verunsicherung bei Projektierern, Investoren und Herstellern, verteuert Finanzierungen und gefährdet Projekte. Verlässliche, konstante Ausschreibungsmengen sind zudem ein wesentlicher Faktor für den Erhalt und den Aufbau europäischer Herstellungskapazitäten.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
						Grundsätzlich ist ein deutlicher Anstieg des Stromverbrauchs absehbar: Verkehr, Industrie und Wärme werden elektrifiziert – nicht nur aufgrund der Klimaziele, sondern auch, um weniger abhängig von massiven Preisschwankungen zu sein, wie sie die aktuelle geopolitische Lage immer häufiger mit sich bringt. Ein Zubau, der sich eng an der heutigen Nachfrage orientiert, würde dieser Entwicklung hinterherlaufen. Negative Preise und Abregelung sind daher ein wesentliches Argument für einen schnelleren Netzausbau, das Hochfahren der Sektorkopplung und eine bessere Nutzung von Flexibilitäten. Hier muss der Schwerpunkt liegen. Das Netzpaket enthält bereits Ansätze, um das Zusammenspiel von Netzen und EE-Anlagen auch kurzfristig zu optimieren und die Kosteneffizienz zu steigern.
8		Keine zusätzlichen Resilienz- und Sonderausschreibungen		Resilienz-, Speicher- oder sonstige Sonderausschreibungen dürfen nicht zusätzlich auf die regulären EEG-Mengen aufgeschlagen werden. Soweit Resilienzvolumina erforderlich sind, müssen sie vollständig auf die regulären Ausschreibungsmengen angerechnet werden	Resilienzkriterien beantworten die Frage, unter welchen Bedingungen Anlagen beschafft werden, nicht ob zusätzliche Erzeugungsleistung benötigt wird. Werden für jedes zusätzliche politische Ziel neue Mengen geschaffen, steigen Förder- und Netzkosten unabhängig von Strombedarf und	BDEW fordert separate und zusätzliche Resilienzvolumina sowie Sonderausschreibungen mit einem eigenen, höheren Höchstwert, damit eine aufgrund von Unsicherheiten geringe Beteiligung nicht zulasten des allgemeinen Ausbaupfads geht.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					Systemnutzen. Neue Anforderungen müssen deshalb grundsätzlich innerhalb des bestehenden Fördervolumens umgesetzt werden.	
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.	Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die Nulleinspeisungsanlage erstmals gesetzlich definiert werden soll; dies entspricht einer Forderung des BDEW. Wir haben hierzu in unserer Stellungnahme einen konkreten Vorschlag unterbreitet (S. 60 BDEW-RegE-Stellungnahme).

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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.	Anlagen über und unter 25 kW sollten gleich behandelt werden. Daher sollte auch für die Leistungsklasse bis 25 kW die Marktprämie gezahlt werden. Andernfalls kann sich die Direktvermarktung in diesem Leistungssegment dauerhaft nicht etablieren, und die Anlagenbetreiber werden den Strom dauerhaft dem Netzbetreiber unentgeltlich überlassen. Dann unterfällt dieser Strom der Abregelungspflicht durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 5 EEG und sorgt volkswirtschaftlich für deutlich mehr Kosten, als wenn er system- und v.a. marktdienlich in der Direktvermarktung mit Marktprämie vermarktet worden wäre. Daher lehnt der BDEW diese Forderung ab.
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 Speicher wirtschaftlich sinnvoll,	Der BDEW unterstützt die Auffassung, dass Speicher sich ausschließlich über den Markt finanzieren können. Für einen weiterhin system- und netzdienlichen Ausbau von Speichern sollten allerdings alle Maßnahmen ergriffen werden, die Co-Location unterstützen (v.a. MiSpeL). Auch sollten die Rahmenbedingungen für Speicher im BauGB pragmatisch angepasst werden.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					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.	Die im Regierungsentwurf vorgesehenen Boni für besondere Solaranlagen in Höhe von 0,5 Cent/kWh sind bereits zu gering, um für alle besonderen Solaranlagen mit ihren höheren spezifischen Kosten einen Zubau hinreichend anzureizen. Dies gilt insbesondere für Agri-PV und PV auf ehemaligen, wieder zu vernässenden Moor-Gebieten. Will man den Zubau dieser Anlagen fortsetzen, müssen die Boni daher erhalten bleiben.
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	Bei geförderten Anlagen können hohe Pachtforderungen mittelbar über höhere Gebote vom Bundeshaushalt getragen werden. Gleichzeitig sollte der Staat nicht ohne	Der BDEW spricht sich dafür aus, auf den im Regierungsentwurf vorgesehenen Pachtendeckel zu verzichten. Die hier aufgeworfene Idee, mit einem Opt-in-Mechanismus für einen Pachtendeckel im Fall einer Unterzeichnung, ist zwar grundsätzlich nachvollziehbar. Weiterhin ungeklärt bleiben absehbare Umgehungsgeschäfte, kaum

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				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.	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.	nachvollziehbare Kontroll- und Prüfpflichten für die Netzbetreiber. Außerdem besteht bei einer unzureichenden Höhe des Pachtendeckels die Gefahr, dass keine Flächen für den weiteren Ausbau für WaL bereitgestellt werden. Der BDEW lehnt die Forderung daher in der vorliegenden Form ab.
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.	Der Regierungsentwurf ermöglicht eine kommunale Beteiligung iHv 0,3 Cent/kWh, aber nur einen Erstattungsanspruch des Anlagenbetreibers iHv 0,2 Cent/kWh. Die Kostendifferenz würde beim Betreiber verbleiben und somit höhere Gebote erforderlich machen. Der BDEW tritt daher dafür ein, dass der Betrag in voller Höhe erstattet werden kann, daher lehnt er die vorgeschlagene Teilerstattung in Höhe von nur 0,2 Cent/kWh ab.
15	§11a	Keine	§ 11a EEG verpflichtet derzeit Eigentümer und Nutzungsberechtigte von	Die gesetzlichen Duldungspflichten für	Projektierer müssen die für ein privates Investitionsprojekt	Eine Ausweitung der Duldungspflichten auf private Grundstücke ist aus Sicht des BDEW wichtig, um Flächen ohne

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
		Ausweitung der Duldungspflichten auf private Grundstücke	Grundstücken im Eigentum der öffentlichen Hand, Leitungen zum Anschluss von EE-Anlagen unter den gesetzlichen Voraussetzungen zu dulden; aus der Branche wird eine Ausweitung solcher Rechte auf private Grundstücke gefordert.	Anschlussleitungen, Überfahrten und Überschwenkungen sollen grundsätzlich auf Grundstücke der öffentlichen Hand beschränkt bleiben. Eine pauschale Ausweitung auf private Grundstückseigentümer ist abzulehnen.	erforderlichen Grundstücks- und Wegerechte grundsätzlich selbst sichern. Eine pauschale Duldungspflicht würde Projektentwicklungskosten und Risiken auf unbeteiligte Grundstückseigentümer verlagern. Eingriffe in privates Eigentum müssen deshalb auf eng begründete Ausnahmefälle beschränkt bleiben.	Mehrkosten sichern zu können, und ist eine wesentliche Forderung seiner Stellungnahme. Der BDEW lehnt die Forderung daher ab.
16		Bestands- und 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	Der BDEW unterstützt die Forderung, Bestands- und Vertrauensschutz bei neuen Pflichten zu wahren. Zu prüfen ist allerdings, ob dadurch beispielsweise ein systemdienlicherer Betrieb bestehender Speicher gehemmt würde. Wenn sich die Forderung auf § 100 Abs. 7 RegE EEG 2027 bezieht, dann Verweis auf die nachfolgende BDEW-Bewertung der Forderung Nr. 69.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					damit unmittelbar die Effizienz des Gesamtsystems.	
17		Nachweis- und Abwicklungspflichten vereinfachen		Vereinfachungen bei Nachweisen und Abwicklung im Energiefinanzierungsrecht sollen beibehalten und, soweit ohne Kontrollverlust möglich, weitergeführt werden.		Der BDEW begrüßt die im EnFG vorgesehenen Vereinfachungen bei den Nachweispflichten, fordert aber noch weitergehende Vereinfachungen, s. BDEW-Stellungnahme zum Regierungsentwurf des EEG 2027 , S. 122 ff.
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.	Diese Forderung ist im Zweifel nicht europarechtskonform. Artikel 19d der Strombinnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024)) verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten zur Einführung eines Abschöpfungsmechanismus auch bei einer Förderung von Wasserkraftanlagen. Eine gesonderte Behandlung der Wasserkraft wäre daher europarechtlich zumindest zweifelhaft. Der BDEW kann diese Forderung deshalb nicht unterstützen.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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 das EEG zu integrieren. Damit bliebe die zentrale Trennung erhalten: Erzeugungsförderung im EEG, gegebenenfalls notwendige Finanzierungsabsicherung marktlicher PPAs außerhalb des EEG.	Der Vorschlag ist sehr positiv zu bewerten und wäre in dieser Form kostenneutral und hocheffektiv. Der BDEW hat dazu konkrete Vorschläge in einem Papier vorgelegt: bdew-positionspapier_besicherung-langfristiger-gruner-ppas.pdf .
20	§ 24 Abs, 1 S. 1	Anlagenzusammenfassung	§ 24 Abs. 1 S. 1 KabE: "Mehrere Anlagen sind [...]"	Begrenzen auf unmittelbare Nähe, um	Frage: Was ist der Vorteil von den Parametern	Die Begriffe Grundstück, Gebäude und Betriebsgelände können legaldefiniert bzw.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			als eine Anlage anzusehen, wenn 1. sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,"	das Gesetz weniger kompliziert auszugestalten	abseits von unmittelbarer Nähe?	durch Auslegung genau umrissen werden, aber die „unmittelbare räumliche Nähe“ gerade nicht. Der BDEW lehnt daher diese Forderung ab.
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.“		<i>Bitte um Darlegung des Hintergrundes dieser Regelung</i>	Der BDEW begrüßt die Forderung als Schritt in die richtige Richtung, hält aber eine weitergehende Nicht-Zusammenfassung für erforderlich, s. BDEW-Stellungnahme zum EEG-Regierungsentwurf , S. 85 f. und BDEW-Positionspapier „Zusammenfassung von besonderen Solaranlagen und PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) entlang von Verkehrswegen“.
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	Streichung dieser Regelungen aus dem EEG		Der BDEW unterstützt die Forderung, die Regelung zu streichen und den Sachverhalt ausschließlich im Naturschutz- und Baurecht zu regeln. Konsequenterweise sollte dann auch die korrespondierende Regelung in § 48 EEG-RegE entfallen. Sollte an der Regelung festgehalten werden, ist sie zumindest zu präzisieren, s. BDEW-Stellungnahme zum Regierungsentwurf des EEG 2027 , S. 86 ff.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			Durchgängigkeit für Tierarten wird gewährleistet, indem [...] die Durchgängigkeit für kleinere Tierarten gewährleistet wird, [...] die Anlage wird bodenschonend betrieben, indem [...]			
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 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		Frage: Wieso ist diese Regelung notwendig? Nimmt sie Einfluss auf den Zubau in Bürgerenergiegesellschaften?	EU-rechtlich dürfen EE-Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften auch ohne einen Ausschreibungszuschlag auf Basis der gesetzlichen Förderung gefördert werden. Hierfür ist eine konkrete Definition der Bürgerenergiegesellschaften erforderlich, nicht zuletzt auch aus den Erfahrungen der Jahre 2017 und 2018. Die gesetzliche Förderung dieser Anlagen ist aber grds. auf die durchschnittlichen Höchst-Zuschläge der letzten Ausschreibungsrunden begrenzt, s. Regelungen in §§ 46 und 48 EEG 2023. Daher ist die Regelung notwendig.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			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.	Die Forderung nach einer Abschöpfung anhand der realen Erlöse ist aus Sicht des BDEW grundsätzlich anschlussfähig, würde die Abwicklung für die Verteilernetzbetreiber jedoch weiter verkomplizieren. Der BDEW spricht sich dafür aus, in der Sonstigen Direktvermarktung erst oberhalb eines zusätzlichen Erlöses von 1,5 – 2 ct/kWh abzuschöpfen. Damit die Abschöpfung dennoch nicht umgangen werden kann, sollte dieser Marktwertkorridor an einen Mindestverbleib von zwei Jahren in der sonstigen Direktvermarktung gekoppelt sein. Wird innerhalb der sonstigen Direktvermarktung voll abgeschöpft, werden keine kurzfristigen PPAs mehr

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
						abgeschlossen und der Terminmarkt trocknet aus.
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. Die finanziellen und stellenmäßigen Mehrbedarfe werden im Einzelplan 09 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen		Bitte um Darstellung des Mehrbedarfs.	
26	§ 11a	Duldungspflichten	§ 11a EEG: Die Vorschrift verpflichtet Grundstückseigentümer grundsätzlich dazu, bestimmte Netzanschluss- und Direktleitungen zu dulden.	Aufnahmen einer verpflichtenden Rückbausicherheit in § 11a. Zusätzlich sollte geklärt werden, ob und unter welchen Bedingungen auch	Die Vorschrift verpflichtet Grundstückseigentümer grundsätzlich dazu, bestimmte Netzanschluss- und Direktleitungen zu	Die Pflicht zur Hinterlegung einer zusätzlichen Sicherheit würde voraussichtlich zu Kostensteigerungen führen, was im Sinne von möglichst geringen Energiekosten zumindest kritisch zu prüfen ist.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				Leitungen zu Stromspeichern von der Regelung erfasst werden	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 Folgekosten bei der Gemeinde hängen bleiben. Deshalb werden auch hier klare Regeln zu		

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				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.		
28	§ 8a	FCA: 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.	Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) können dazu beitragen, vorhandene Netzkapazitäten besser zu nutzen und Anlagen schneller anzuschließen. Der BDEW unterstützt daher ausdrücklich, FCA-Konstellationen zu fördern. Ob und in welcher Form eine FCA sinnvoll ist, hängt jedoch von der jeweiligen Netzsituation vor Ort ab. Eine generelle Pflicht der Netzbetreiber, stets FCAs anbieten zu müssen, lehnt der BDEW deshalb ab.
29	§ 6	Kommunale Beteiligung	§ 6 Abs. 2 S. 1 EEG 2027 KabE: Bei Windenergieanlagen an	Gleichstellung auf erzeugte Strommenge in beiden Absätzen.	Die Unterscheidung zwischen erzeugter und eingespeister	BDEW fordert Beteiligung nur für eingespeiste Strommenge, da vor Ort

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			Land dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,3 Cent pro Kilowattstunde für 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.		Strommenge lässt Umwandlungsverluste, insbesondere beim Einsatz von Stromspeichern, unberücksichtigt.	genutzter Windstrom bereits Wertschöpfung vor Ort herstellt. Zudem müssen die vollen 0,3 ct nach EEG erstattungsfähig sein. Wenn insgesamt auf „erzeugte Strommenge“ umgestellt wird, darf die Rückerstattung gleichermaßen nicht nur die „eingespeiste Strommenge“ umfassen, sondern insgesamt die „erzeugte Strommenge“.
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)		Der BDEW spricht sich dafür aus, die Obergrenze von 0,3 Cent/kWh beizubehalten. Andernfalls droht ein Überbietungswettbewerb zwischen den Gemeinden um immer höhere Beteiligungsbeträge. Zugleich sollte der volle Betrag von 0,3 Cent/kWh erstattungsfähig sein – und nicht nur 0,2 Cent/kWh.
31		Kommunale Beteiligung	„Durch das vorliegende Gesetz sind keine		Bitte um Darlegung der Einnahmen von	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen ersichtlich.“		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?	Es gibt eine europäische Norm für HKNs, deshalb kann auch auf diese verwiesen werden.
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 gegenüber, ergibt sich im	Abschaffung der neuen Informationspflichten. Ggf. Bitte um Darlegung der Notwendigkeit		Der BDEW tritt grds. für eine Entbürokratisierung des EEG ein und hat in seiner Stellungnahme zum Regierungsentwurf des EEG 2027 auch verschiedene Regelungen benannt, die aus seiner Sicht zur Bürokratieentlastung gestrichen werden können, s. Seite 15 f., 19, 52, 102, 109 und 122.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			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-,	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	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			planungs-, genehmigungs-, natur- und artenschutzrechtliche sowie sonstige Gründe, und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor."			
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 SDACDaten 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	Der BDEW unterstützt die Forderung, da sie den Berichts Aufwand für die Strombörsen reduziert. Die vorgeschlagene Streichung ist sachgerecht, sollte aber auf vorhandene Daten im Rahmen von CACM verweisen. Die für § 51a (3) Nr. 1 erforderlichen viertelstündlichen Spotmarktpreise werden den ÜNB bereits aufgrund einer weiteren eigenständigen Mitteilungspflicht mitgeteilt: Nach Anlage 1 Nr. 6 Buchstabe a EEG müssen Strombörsen den ÜNB bis zum Ablauf des zweiten Werktags des Folgemonats diese im Rahmen der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen übermitteln. Die ÜNB veröffentlichen diese 15-minutenscharfen Spotmarktpreise nach Anlage 1 Nr. 5.2 EEG selbst. Im Rahmen des EEG verfügen die ÜNB damit bereits doppelt über die relevanten Daten für die Bestimmungen nach § 51 (3) Satz 1.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
						Zusätzlich erhalten die ÜNB die relevanten Daten auch im Rahmen der CACM-VO nach Artikel 48 i.V.m. Artikel 29 (2). Auch hier könnten die ÜNB die relevanten Daten abrufen – zu klären ist also, auf welcher Grundlage die Bestimmungen nach EEG zu erfüllen sind, ggf. könnte das EEG hier auf CACM verweisen.
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, 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	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 besonders belasteten Netzgebieten sollte eine Deckelung des Anschlusses für einen begrenzten Zeitraum möglich sein.	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, sondern auf einen pauschalen Leistungswert von 280 W/m ² 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	Die Regelung verfolgt gerade nicht ausschließlich die Beseitigung eines konkreten lokalen Engpasses, sondern eine generelle Reduzierung seltener Einspeisespitzen und eine effizientere Dimensionierung der Anschlussleistung. Aber: Bereits getätigte Investitionen und weit fortgeschrittene Planungen sind vor nachträglicher Entwertung zu schützen. Die konkrete Höhe der vorgesehenen systemdienlichen Anschlussleistung für Windenergieanlagen sollte überprüft werden. Insbesondere ist sicherzustellen, dass die gewählte Bemessung nicht unbeabsichtigt moderne und effiziente Anlagenkonzepte an Schwachwindstandorten benachteiligt und damit dem Ziel eines weiterhin dynamischen und kosteneffizienten Windenergieausbaus entgegenwirkt. Zum Bestandsschutz für die SAL hat der BDEW auf S. 27 der BDEW-Stellungnahme zum RegE-Netzanschlusspaket gefordert: „Der BDEW fordert ergänzend als Anknüpfungspunkt für einen praktikablen

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			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.		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	und dem Vertrauensschutz Rechnung tragenden Bestandsschutz das Stellen des vollständigen Genehmigungsantrags nach der 9. BImSchV (bei Windenergieanlagen) bzw. die Erteilung einer Baugenehmigung nach der jeweiligen Landesbauordnung (bei Solaranlagen), um auch solche Projekte zu schützen, die ohne Ausschreibungszuschlag und ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung realisiert werden sollen.“

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					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.	
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 weniger als 100 Kilowatt müssen sicherstellen, dass die Anlagen mit technischen	Bei Anlagen ab 25 kW soll keine veraltete unidirektionale Rundfunksteuertechnik mehr eingesetzt werden. Stattdessen soll moderne, bidirektionale Fernwirktechnik	Bei der alten Rundfunksteuerung sendet der Netzbetreiber vereinfacht nur einen Befehl an die Anlage, erhält aber keine ausreichende Rückmeldung, ob dieser tatsächlich	Anlagen zwischen 25 und 100 kW sind für die Steuerung über intelligente Messsysteme vorgesehen, eine zusätzliche, kostenintensive Fernwirktechnik wäre dort weder skalierbar noch für die Kunden wirtschaftlich darstellbar. Der BDEW sieht die Forderung für dieses Leistungssegment daher kritisch.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann.	vorgeschrieben bzw. ermöglicht werden.	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.	Anderes gilt für Anlagen ab 100 kW bzw. ab der Mittelspannung. Dort sollte es möglich sein, weiterhin über etablierte Fernwirktechnik zu steuern statt verpflichtend über das intelligente Messsystem (iRLMSys). Daher lehnt der BDEW die aufgestellte Forderung ab.
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.	Der BDEW fordert, das Kriterium der unmittelbaren räumlichen Nähe in § 21c EEG 2023-RegE zu streichen, siehe Stellungnahme , S. 117 f. Hierdurch werden rechtliche Unsicherheiten über die zulässige Länge der Direktleitung jedenfalls EEG-seitig aufgehoben. Weitere rechtliche Unsicherheiten bestehen dann nicht, da Betreiber von EE-Anlagen wirtschaftlich Direktleitungen selbst errichten können.
39		Redispatch/Abregelung Eigenverbrauch		Umsetzung des Gartenzaun-Prinzips: Schutz des		Dies greift die aktuelle und sehr wichtige Debatte zur Verlagerung der Steuerungsreferenz von Anlage zu

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				Eigenverbrauchs bei Redispatch		Netzverknüpfungspunkt auf, die derzeit auch im BDEW bearbeitet wird.
40	§ 101 EEG	Regionalnachweisregister	"Abweichend davon kann das Umweltbundesamt den Betrieb des Regionalnachweisregisters auch zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt einstellen; BMWE-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?	Der genaue Zeitpunkt der Einstellung hat vermutlich operative Gründe beim HKNR/UBA. Fakt ist, dass Regionalnachweise nur noch für die Stromkennzeichnung 2027 genutzt werden können. Bis spätestens 31.07.2027 sollten alle notwendigen Regionalnachweise entwertet worden sein. Streichung oder Beibehaltung vermutlich eher unkritisch.
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	Wird auf die Novelle RFNBO in der EU verwiesen?	Der Änderungsbedarf ist sachlich richtig. Die Übergangsregeln im DA RFNBO sind jedoch unsicher: Eine Überprüfung mit dringend erforderlichen Änderungen ist angekündigt, hat aber noch nicht stattgefunden. Grundsätzlich sollte sich die nationale Gesetzgebung nicht an der Farbenlehre, sondern an den Definitionen des EU-Rechts orientieren und direkt auf

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) im Rahmen der europäischen Übergangsregelungen zulässig bleibt. Sonstige Nachweise, die 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 Rechts- und Investitionssicherheit für Wasserstoffprojekte und verhindert unnötige regulatorische Widersprüche zwischen europäischem und nationalem Recht.		die Delegierten Rechtsakte zur Definition von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) verweisen.
4 3	§§ 88a, 88d, 94	Verordnungsermächtigungen		Verordnungsermächtigungen nur unter Zustimmung des Deutschen Bundestages		Das entspricht den Diktionen der Fassungen des EEG seit dem EEG 2000, z.B. hinsichtlich der Änderung der Biomasseverordnung.
4 4	§ 39i Abs. 2a	Bioenergie: Anlagen 380 bis 750 kW		Anlagen zwischen 380 und 750 kW installierte Leistung erhalten	Mehr kleinere und mittlere Biogasanlagen sollen zunächst mit zweifacher und später	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
		installierte Leistung		• 45% der installierten Leistung als Höchstbemessungsleistung; • Batterie-Grünstromspeicher als Flexibilisierungsoption	stärkerer Überbauung wirtschaftlich weiterbetrieben werden können. Dies erleichtert Finanzierung und ermöglicht, begrenzte Netzanschlusskapazitäten schrittweise besser auszunutzen.	
4 5		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	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					Flexibilitätszuschlag erhalten	
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 würden zahlreiche Anlagen in den Geltungsbereich des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) fallen und	Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass Batterie-Grünstromspeicher als Flexibilisierungsoption zugelassen werden sollen.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					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.	Anhebung des Ausschreibungsvolumens von § 28c ist grundsätzlich zu begrüßen, sollte aber in Verbindung mit der von uns geforderten Streichung des § 39i Abs. 1a einhergehen, um den durch die Streichung des § 28d (Biomethan-Ausschreibungen) betroffenen Biomethan-Anlagen eine Teilnahme in den Biomasse-Ausschreibungen zu ermöglichen.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
						In Anbetracht der jüngsten Entscheidungen zur Rolle der Bioenergie im Gebäude- und Wärmesektor stellt sich aus unserer Sicht die Frage, inwieweit die benötigten Leistungsmengen für sämtliche geplanten Anwendungen gewährleistet werden können. Die derzeitige Kapazität von Biomasseanlagen entspricht ~10,5 GW (Stand 2022). Daher ist eine Erhöhung des Volumens zur Stabilisierung des Niveaus richtig, der Zielwert von 22,5 GW wäre zu überprüfen bzw. zu hinterfragen.
48	§ 50a	Bioenergie: Flexibilitätszuschlag		Flexibilitätszuschlag auf 130 €/kW installierter Leistung und Jahr anheben.		Der BDEW unterstützt diese Forderung. Wir hatten in der Vergangenheit eingebracht, dass der Flexibilitätszuschlag auf mindestens 120 Euro pro Kilowatt erhöht werden muss, um die erforderlichen Anpassungen wirtschaftlich tragbar zu machen.
49	§ 44 Abs. 2 Nr. 2	Bioenergie: Güllekleinanlagen		Abstellung 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.	Juristisch und damit in der Handhabung schwierig, weil die Schwelle von 150 kW in § 44 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2023 eine zwingende Voraussetzung für die Anwendung der Regelung ist, die Bemessungsleistung einer Anlage aber schwankt. Anknüpfung an die Bemessungsleistung würde bedeuten, dass eine Anlage je nach Auslastung für ein Kalenderjahr in den Anwendungsbereich der Regelung fallen könnte, und für ein anderes Kalenderjahr wegen

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
						Überschreitung der Schwelle von 150 kW nicht. Das kann nicht im Interesse der Anlagenbetreiber sein.
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	
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	Der BDEW geht davon aus, dass die im Regierungsentwurf vorgeschlagene Anhebung des Maisdeckels für neu bezuschlagte Anlagen die Fläche des Maisanbaus nicht relevant erhöht. Der Anwendungsbereich ist auf einen vergleichsweise kleinen Teil des Biogasanlagenbestands beschränkt. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf Nährstoffeinträge, Erosion oder Pflanzenschutzmitteleinsatz wären im Vergleich zum bereits bestehenden Anlagenbestand und den bestehenden Anbauflächen gering. Ein Ausbau der Maisanbaufläche erhöht die Belastungen für Böden, Gewässer und Biodiversität (Nitrateinträge, Einträge von Pflanzenschutzmitteln, Erosion und

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
						Bewässerungsbedarf des Maisanbaus). Der Fokus sollte auf der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen liegen. Als alternative Energiepflanzen sollten ökologisch günstigere Alternativen wie die „Durchwachsene Silphie“ stärker berücksichtigt werden.
52	§ 39g i. V. m. § 55 Abs. 4, 5a	Bioenergie: Pönaalen/erneute Ausschreibung		Pönaalen 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 Wirtschaftlichkeitsnacht eile kleinerer Anlagen gegenüber größeren Anlagen und Sicherung des Weiterbetriebs bestehender Strom- und Wärmeversorgung, insbesondere bestehender Wärmenetze.	Die Aufhebung der Streichung ist aus BDEW-Sicht neutral zu bewerten. Die Anhebung des Zuschlags von derzeit 0,5 ct/kWh auf 3 ct/kWh ist im Rahmen der Kostenorientierung der EEG-Förderung abzulehnen. Hinzu kommt die Frage der beihilferechtlichen Angemessenheit: Die EU-Kommission hat einen Kleinanlagenzuschlag von 0,5 Cent/kWh beihilferechtlich genehmigt. Eine Anhebung auf 3 Cent/kWh wäre jedoch erheblich und müsste deutlich umfassender begründet werden.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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	Beide Möglichkeiten werden nahezu gleichgestellt: Allerdings besteht kein Anspruch auf Flexibilitätszuschlag im Umfang der installierten Leistung des	Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass Batterie-Grünstromspeicher als Flexibilisierungsoption zugelassen werden sollen.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				und/oder einen Bioenergie-Strom-Batteriespeicher realisieren will.	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	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 erneuten Ausschreibungsteilnahme wieder zugelassen werden.	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				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 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.“		
58	§ 51	Biomasse:	§ 51: Nach § 51 Abs. 1 EEG-E verringert sich der	100-kW-Regel bei Güllekleinanlagen	Güllekleinanlagen sind regelmäßig nicht	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
		Güllekleinanlagen – Vergütung bei negativen Preisen	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.	nicht anwenden; Vergütungsanspruch bei negativen Strompreisen erhalten.	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	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					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 Bestandsanlage	Die Anschlussförderung kann nur von Anlagen in Anspruch genommen werden, deren installierte	Die Obergrenze sollte deshalb 150 kW Bemessungsleistung betragen, ohne	Diese Anlagen setzen im Verlauf des ersten Vergütungszeitraums auch nachwachsende	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
		n in Anschlussförderung EEV ermöglichen	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.	Begrenzung der installierten Leistung und ohne die Begrenzung auf einen Stichtag	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	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					Anbaubiomasse zu verzichten.	
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 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	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	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 EEG-Fördermöglichkeit für Anlagen auf Bergbaufolgeflächen mit einer installierten	Der BDEW unterstützt diese Position. Durch die Zusammenfassung könnten andernfalls i.V. mit der Größenbeschränkung auf 20 bzw. 50 MW Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen limitiert werden. Dies wäre misslich, da durch die Nutzung dieser Aufstellflächen Nutzungskonflikte vermieden werden würden. Außerdem sind Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen weiterhin von der kommunalen Beteiligung ausgeschlossen. Siehe hierzu BDEW-Stellungnahme, S. 84.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			Anlage und im Fall von Windenergieanlagen von der Turmmitte der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.	äußeren Rand der jeweiligen Anlage und im Fall von Windenergieanlagen von der Turmmitte der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.	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	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					Elektrofahrzeuge später als förderfähiger PV-Strom behandelt wird. Gleichzeitig bleiben die notwendigen Vereinfachungen für bidirektionalen Betrieb erhalten und dessen wirtschaftliche Nutzung wird unterstützt.	
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.	Der BDEW teilt diese Kritik. Die vertraglichen Vorgaben in § 10b Abs. 7 sollten gestrichen werden (vgl. BDEW-Stellungnahme zum Regierungsentwurf der EEG-Novelle, S. 44).

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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.	Für gesetzlich geförderte Solaranlagen sollte nach § 48 EEG eine Mindestleistung von 30 kW eingeführt werden, unterhalb derer die Anlagen die Anforderungen nicht erfüllen müssen.
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		Konstante Rahmenbedingungen sollten beibehalten werden, anstatt Grenzwerte wiederholt zu wechseln. Die in § 24 Abs. 1 Satz 5 EEG-RegE vorgesehene Konkretisierung bei Steckersolaranlagen entspricht jedenfalls der gegenwärtigen Rechtsauslegung, s. BDEW-Stellungnahme , S. 83 f.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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?		Der Anreiz zu Repowering besteht insoweit, als der Flächenverbrauch je kW Leistung bei der Neuanlage geringer sein wird als bei der Bestandsanlage.
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 Regelung eines Schwellenwerts für die Abregelung sowie der	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.	Der BDEW sieht in § 10b Abs. 7 EEG-RegE kein Bestandsschutzproblem, da nicht konkret in Vermögenspositionen eingegriffen wird. Dennoch lehnt der BDEW die Regelung ab (siehe oben).

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			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.	Der BDEW bestätigt diese Einschätzung: Die Prozesse der Direktvermarktung von Kleinanlagen werden derzeit noch nicht vollständig gelebt. Daher fordert der BDEW eine Übergangszeit bis 2030 bis zur Direktvermarktung als einziger Veräußerungsform (ausgenommen: unentgeltliche Abnahme).

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
71	21	S: Direktleitungen	§ 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG: Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber 1. jederzeit ihren Direktvermarktungsunterne hmer 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 Rechtsunsicherheit 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.	BDEW fordert ebenfalls die Abschaffung der "unmittelbaren räumlichen Nähe" als Kriterium für Direktleitungen (s. vorstehend unter Nr. 38).
72	28e	S: Resilienzaussch reibungen		Prüfbitte an BMW, inwieweit Speicher eine Rolle in den künftigen Resilienzausschreibungen spielen können. Gibt es hier Spielraum für Verbesserung der Situation von	Gerade Speicher machen resilient gegen bestehende Abhängigkeiten und unabhängig von Erzeugungszeitfenstern der EEG-Anlage. Auch gäbe es hier die Chance deutsche und	Speicher sind essenziell für die Systemresilienz und sollten weiterhin im Markt entstehen. Zu Ausschreibungen von Speichern gibt es daher keine explizite BDEW-Position. Siehe auch Nr. 8. Neue separate Ausschreibungssegmente für Speicher würden ggf. zusätzliche Kosten verursachen; eine industriepolitische Stärkung der europäischen Wertschöpfung

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				Energiespeichern in den NZIA-Ausschreibungen?	europäische Unternehmen explizit zu fördern und heimische Wertschöpfung auch im Speicher-Segment zu bevorzugen	bei Speichern ist jedoch grundsätzlich zu begrüßen.
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	Erweiterung der Ausnahme auf Wasserkraft.	Mit der Einführung des Refinanzierungsbeitrag 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	Siehe vorstehend unter Nr. 18. Eine Herausnahme von Wasserkraftanlagen aus dem Refinanzierungsbeitrag wäre mit Art. 19d (4) Verordnung (EU) 2024/1747 nicht vereinbar: „Absatz 1 gilt für Investitionen in neue Anlagen zur Erzeugung von Strom aus folgenden Quellen: a) Windenergie; b) Solarenergie; c) geothermische Energie; d) Wasserkraft ohne Speicher; e) Kernenergie“

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			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 Fällen des § 19 Absatz 4 oder 5.		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.	

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			(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	Der BDEW unterstützt die Streichung der Degression ausdrücklich. Angesichts weitgehend ausgereifter Technik und stark gestiegener Baukosten ist eine weitere Absenkung der Vergütung für die Wasserkraft nicht sachgerecht.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					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.	Der BDEW weist darauf hin, dass die Europäische Kommission eine vergleichbare Vergütungsklasse im Rahmen des EEG 2021 beihilferechtlich grundsätzlich abgelehnt hat. Eine Umsetzung erscheint daher nur nach vorheriger beihilferechtlicher Klärung mit der Kommission realistisch.
77		Wasserkraft: Krisenresilienz als eigenständige und förderungswürdige	§ 40: Der Anspruch nach § 19 Abs. 1 und die Zahlungspflicht nach § 21 d Abs. 1 bestehen auch für Strom aus Anlagen, die vor	Zivilschutzrelevante technische Ertüchtigungsmaßnahmen als eigenständige und förderungswürdige Maßnahmen im Sinne	Wasserkraft als Baustein für den Bevölkerungsschutz. Strategische Vorzüge: Erhöhung der Systemresilienz durch	Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass Maßnahmen zur Krisenresilienz als eigenständige und förderungswürdige Maßnahmen anerkannt werden sollen.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
		ge Maßnahme anerkennen	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. ...	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.	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 im Offshore-Wind-Ausbau signifikant steigern und gleichzeitig eine Reduktion der Bebauungsdichte in der deutschen AWZ für höhere Volllaststunden bei Aufrechterhaltung des 70-GWZiels ermöglichen.	Der BDEW unterstützt die Forderung. Die genaue Anrechnung sollte im WindSeeG geregelt werden; die weiteren Rahmenbedingungen sind entsprechend auszugestalten.
79		Wind: Bürgerenergie		Einführung eines eigenen Ausschreibungssegment s für Bürgerwindprojekte	Bürgerwindprojekte haben eine andere Kostenstruktur: Sie benötigen viel Fremdkapital, profitieren aufgrund ihrer geringeren	Die Erfahrungen mit der früheren Sonderkategorie „Bürgerwind“ haben gezeigt, dass die Regelung vielfach nicht im ursprünglich vorgesehenen Sinne genutzt wurde. Vor diesem Hintergrund spricht sich der BDEW gegen eine Wiedereinführung aus.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					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.	
80	§ 46	Wind: Flugwind	§ 46 Abs. 3 S. 3 KabE: "Wenn die Summe der installierten Leistung aller Flugwindenergieanlagen an Land, die nach Satz 2 und § 36h Absatz 3a Satz 1 an das Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, bis zum 30.	Bitte um Darstellung des Hintergrunds		

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			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.	Der BDEW unterstützt diese Forderung ausdrücklich und spricht sich nachdrücklich für die Einführung einer Südquote aus.
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	Eine Besserstellung der Südregion ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Der BDEW schlägt jedoch eine Südquote vor, um den Zubau von Windenergieanlagen im Süden sicherzustellen.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
					und der Windenergieausbau in Süddeutschland zusätzlich erschwert wird.	
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?		BDEW kritisiert die im Regierungsentwurf vorgesehene Streichung der Biomethan-Ausschreibungen, s. vorstehend unter Nr. 47.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
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 EE- und 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	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.	Die Forderung ist sehr zu begrüßen und entspricht einer zentralen Forderung des BDEW im Zusammenhang mit dem MiSpeL-Festlegungsverfahren.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
				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		
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	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	In Artikel 7 Satz 2 RegE EEG 2027 ist die Übergangsfrist bereits aufgeführt.

Nr.	§	Stichwort	Gesetzentwurf der BReg	Änderungsbedarf	Begründung	BDEW-Bewertung
			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-EnergienGesetz gefördert wird, unter Beachtung der Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ausweist oder 3. Strom aus erneuerbaren Energien als Anteil des nach Absatz 4 berechneten Energieträgermixes nach Maßgabe des Absatz 4 ausweist.“		Berücksichtigung finden können. Dies dient dem Vertrauensschutz für bisherige Anwender der regionalen Grünstromkennzeichnung.	