EEG-Novelle 2027

Positionspapier zum Gesetzentwurf der Bundesregierung

August 2026

Direktvermarktung zum Regelfall machen

Feste Einspeisevergütung auslaufen lassen und Direktvermarktung massentauglich ausgestalten. Starre Einspeisebegrenzungen dürfen markt- und systemdienliches Verhalten nicht behindern.

Digitalisierung und Steuerung differenziert gestalten

Smart-Meter-Rollout auf Anlagen ab 2 kW ausweiten, aber eine pauschale Absenkung der netzseitigen Steuerung ist nicht erforderlich. Marktliche Steuerung für die Direktvermarktung muss technologieoffen möglich bleiben.

Regulierung praxistauglich nachschärfen

Die Fördergrenze der Pauschaloption sollte auf 300 kWh/kWp angepasst und der privilegierte Eilrechtsschutz auf tatsächlich dringliche und realisierungsreife Vorhaben begrenzt werden.

Die EEG-Novelle konsequent auf Markt- und Systemintegration ausrichten

Mit der EEG-Novelle 2027 vollzieht die Bundesregierung einen wichtigen nächsten Schritt bei der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien. Mit ihrem wachsenden Anteil an der Stromerzeugung wird es zunehmend wichtiger, **Erzeugung und Verbrauch besser aufeinander abzustimmen und erneuerbare Energien stärker auf Markt-, Preis- und Netzsignale reagieren zu lassen**. Gleichzeitig dürfen neue Vorgaben nicht dazu führen, dass zusätzliche technische Pflichten, parallele Steuerungswege und komplexe Abwicklungsprozesse den notwendigen Hochlauf digitaler und dezentraler Energielösungen ausbremsen.

E.ON unterstützt deshalb die stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien und insbesondere den vorgesehenen Übergang von der festen Einspeisevergütung zur Direktvermarktung als Regelfall. Im parlamentarischen Verfahren muss die Reform jedoch an zentralen Stellen nachgeschärft werden: **Der Smart-Meter-Rollout und der Steuerungsrollout müssen differenziert betrachtet werden, marktliche Steuerung von Kleinanlagen muss technologieoffen möglich bleiben und flexible Anlagen dürfen nicht gleichzeitig durch starre Einspeisebegrenzungen in ihrem markt- und systemdienlichen Verhalten eingeschränkt werden.**

Direktvermarktung zum Regelfall machen, feste Einspeisevergütung auslaufen lassen

Die vorgesehene Abschaffung der festen Einspeisevergütung für neue Kleinanlagen ist richtig. Ein Stromsystem mit einem immer höheren Anteil dezentraler Erzeugung kann langfristig nicht darauf ausgerichtet sein, Einspeisung unabhängig von der jeweiligen Marktsituation über starre Vergütungsmechanismen anzureizen. Auch kleine Erzeugungsanlagen sollen zunehmend auf Marktpreise reagieren und damit Teil eines integrierten Strommarktes werden.

Die Direktvermarktung schafft hierfür die richtigen Anreize. Anlagenbetreiber beziehungsweise Vermarkter haben ein wirtschaftliches Interesse daran, Einspeisung zu optimieren, Speicher einzusetzen und Strom verstärkt dann bereitzustellen, wenn er am Markt tatsächlich benötigt wird. Dadurch kann zugleich vermieden werden, dass zusätzliche Erzeugung gerade in Zeiten sehr niedriger oder negativer Strompreise weitere System- und Förderkosten verursacht. Die Marktintegration von Kleinanlagen ist deshalb nicht nur ordnungspolitisch konsequent, sondern auch ein wichtiger Baustein für ein kosteneffizienteres Stromsystem.

E.ON unterstützt daher ausdrücklich, die feste Einspeisevergütung für Neuanlagen auslaufen zu lassen und die Direktvermarktung schrittweise zum Standard zu machen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass aus der heutigen Direktvermarktung für vergleichsweise wenige größere Anlagen ein funktionierendes Massengeschäft werden kann. Gegenwärtig bestehen noch zahlreiche manuelle, nicht standardisierte und netzbetreiberindividuelle Prozesse. Gerade mit Blick auf künftig sehr große Fallzahlen müssen Anmeldung, Datenaustausch, Wechselprozesse, Abrechnung und kaufmännische Prozesse mit dem Netzbetreiber konsequent digitalisiert und standardisiert werden.

Übergangsinstrumente können diesen Hochlauf flankieren. Sie sollten jedoch klar befristet, einfach administrierbar und so ausgestaltet sein, dass sie den Wechsel in die Direktvermarktung unterstützen und nicht dauerhaft ein paralleles Vergütungssystem etablieren.

Empfehlung

Die Abschaffung der festen Einspeisevergütung für Neuanlagen im parlamentarischen Verfahren beibehalten und die Direktvermarktung zum Regelfall weiterentwickeln. Parallel müssen die Prozesse der Direktvermarktung standardisiert, digitalisiert und massentauglich ausgestaltet werden. Übergangsregelungen sollten eng befristet und gegenüber der Direktvermarktung schrittweise weniger attraktiv ausgestaltet werden.

Keine pauschale Begrenzung der Einspeiseleistung in der Direktvermarktung

Die dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung neuer Anlagen des zweiten Segments unter 100 kW auf 50 % der installierten Leistung setzt am richtigen Problem mit dem falschen Instrument an. Die Reduktion von Einspeisespitzen sowie Anreize für Speicher und flexibles Verhalten sind grundsätzlich sinnvoll. Eine starre Einspeisegrenze berücksichtigt jedoch weder die jeweilige Netzsituation noch Strompreise oder den tatsächlichen Systembedarf und verhindert eine effiziente Reaktion auf Markt- und Netzsignale.

Dies gilt insbesondere für Anlagen in der Direktvermarktung: Deren Zweck ist gerade, das Einspeiseverhalten über Marktpreissignale zu optimieren. Bei niedrigen oder negativen Preisen bestehen Anreize für Eigenverbrauch, Speicherung oder eine Reduzierung der Einspeisung; bei hohen Preisen besteht dagegen ein Anreiz, verfügbare Erzeugung vollständig dem Markt zur Verfügung zu stellen. Eine pauschale 50-%-Grenze verhindert diese marktliche Optimierung und widerspricht damit dem Ziel, die Direktvermarktung als massentaugliches Vermarktungsinstrument zu etablieren.

Hinzu kommt, dass die Begrenzung die technische Komplexität erhöht und bestehende Flexibilitätspotenziale einschränkt, da sie neben PV-Anlagen auch Speichersysteme und Ladepunkte hinter dem Netzverknüpfungspunkt umfassen würde. Gleichzeitig würde mit der Ausweitung des Steuerungsrollouts auf Anlagen ab 2 kW eine unverhältnismäßige Konstellation entstehen: Bei einer Begrenzung auf 50 % müsste für eine Anlage mit beispielsweise 2 kW installierter Leistung eine netzseitige Steuerung vorgehalten werden, obwohl lediglich 1 kW Einspeiseleistung steuerbar wäre. Zudem erhöhen unterschiedliche Begrenzungen von 50 % und 60 % sowie unterschiedliche Vorgaben für verschiedene Anlagensegmente die Umsetzungs- und Systemkomplexität.

Die bestehenden wirtschaftlichen Anreize für Speicher, Eigenverbrauch, dynamische Strompreise und Direktvermarktung machen eine zusätzliche pauschale Leistungsbegrenzung nicht erforderlich. Stattdessen sollte die marktdienliche Steuerbarkeit der Anlagen gestärkt und ihre uneingeschränkte Teilnahme am Strommarkt ermöglicht werden.

Empfehlung

Die pauschalen Wirkleistungsbegrenzungen sollten nach Anlagengröße und Vermarktungsform differenziert und in § 9 EEG vereinheitlicht werden: **Anlagen in der Direktvermarktung sollten unabhängig von ihrer Größe weiterhin von einer pauschalen Begrenzung ausgenommen werden. Für Anlagen außerhalb der Direktvermarktung sollte die bestehende 60-%-Begrenzung als einheitliche Regelung gelten.** Die zusätzliche 50-%-Begrenzung für Anlagen des zweiten Segments <100 kW sowie die separate Begrenzung für Anlagen <25 kW sollten entsprechend entfallen, um unnötige Komplexität zu vermeiden und den Hochlauf der Direktvermarktung nicht zu behindern.

Smart-Meter-Rollout ausweiten. Steuerungsrollout differenziert betrachten

Die EEG-2027-Novelle sollte klar zwischen Smart-Meter-Ausstattung und netzseitiger Steuerbarkeit unterscheiden. Die in § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG-E vorgesehene Ausweitung des Pflicht-Smart-Meter-Rollouts auf Anlagen zwischen 2 kW und 7 kW begrüßt E.ON ausdrücklich, insbesondere zur besseren Beobachtbarkeit der Netze, für verbesserte Netzzustandsdaten, Eigenverbrauchsoptimierung, dynamische Tarife, E-Auto-Laden und Energiemanagement.

Die Ausstattung dieser Anlagen mit intelligenten Messsystemen sollte jedoch nicht automatisch mit der Pflicht zum Einbau einer netzseitigen Steuerungseinrichtung verbunden werden.

Ihre netztechnische Relevanz sowie die Summe der eingespeisten Leistung unterscheiden sich fundamental von Anlagen zwischen 7 und 25 kW. Auch die in der Gesetzesbegründung angeführte Kostengerechtigkeit sowie die geplante stärkere Einbindung kleiner Anlagen in die Direktvermarktung rechtfertigen keine pauschale Ausweitung der Steuerungspflicht auf Anlagen ab 2 kW.

Marktliche Steuerung durch den Direktvermarkter und netzbezogene Steuerung durch den Netzbetreiber sind klar zu unterscheiden. Solange die technische Möglichkeit einer flächendeckenden marktlichen Steuerung über das SMGW nicht gegeben ist, muss die Direktvermarktung im Segment 2 bis 7 kW technologieoffen ermöglicht werden (gilt für alle Anlagen <25 kW, vgl. nächstes Kapitel). Gerade in der Übergangsphase sollte die netzdienliche Steuerung über den VNB auf größere, netzrelevantere Anlagen konzentriert werden.

Der Gesetzentwurf sollte daher eine klarere Linie ziehen: Ja zur beschleunigten Ausweitung intelligenter Messsysteme und zur Verbesserung der Beobachtbarkeit einspeisender Anlagen; keine automatische Ableitung eines flächendeckenden Steuerungsrollouts für Kleinanlagen zwischen 2 und 7 kW.

Eine spätere Ausweitung von Steuerbarkeitspflichten sollte erst erfolgen, wenn die erforderlichen technischen Schnittstellen und Marktprozesse diskriminierungsfrei, standardisiert, getestet und massengeschäftstauglich verfügbar sind.

Empfehlung

Die in § 29 Abs. 1 Nr. 2 Buchst. b MsbG-E vorgesehene Ausweitung des Smart-Meter-Rollouts auf Anlagen von 2 bis 7 kW sollte beibehalten, aber klar von einer Pflicht zum Einbau einer Steuerungseinrichtung getrennt werden und entsprechende Steuerungspflichten erst bei nachgewiesener technischer und wirtschaftlicher Umsetzbarkeit für das Massengeschäft vorsehen.

Marktliche Steuerbarkeit von Kleinanlagen technologieoffen gestalten – iMSys nicht zum ausschließlichen Steuerungsweg machen

Mit der Ausweitung der Direktvermarktung gewinnt auch die marktliche Steuerbarkeit durch Direktvermarkter an Bedeutung. Für den erfolgreichen Hochlauf sollte bei Kleinanlagen <25 kW daher zunächst entscheidend sein, dass sie zuverlässig auf Marktsignale reagieren können – nicht, über welchen technischen Kommunikationsweg dies erfolgt. Die netzseitige Steuerung durch den Netzbetreiber über iMSys bzw. Steuerungseinrichtung bleibt davon unberührt.

Für die marktliche Steuerung stehen bereits heute sichere und etablierte Lösungen über HEMS, Hersteller- und Aggregatorplattformen sowie cloudbasierte Systeme zur Verfügung. § 10b EEG sollte daher für Anlagen <25 kW weiterhin technologieoffen ausgestaltet sein und keinen bestimmten Kommunikationsweg vorgeben. Die für eine flächendeckende marktliche Steuerung über iMSys und Steuerbox erforderlichen Schnittstellen, Prozesse und Standards sind derzeit noch nicht massengeschäftstauglich verfügbar. Eine kurzfristige Verpflichtung auf diesen Kommunikationsweg würde insbesondere bei Kleinanlagen <25 kW den Hochlauf der Direktvermarktung unnötig erschweren.

Die Technologieoffenheit ermöglicht eine niedrigschwellige Marktteilnahme und gibt der Branche zugleich die notwendige Zeit, die Voraussetzungen für eine standardisierte marktliche Steuerung über iMSys und Steuerbox zu entwickeln. Auch zusätzliche Vorgaben für Direktvermarktungsverträge sollten auf das notwendige Maß begrenzt bleiben: Detailvorgaben zu Abschaltschwellen oder Kostentragung schaffen zusätzlichen administrativen Aufwand, obwohl Marktakteure bereits ein eigenes wirtschaftliches Interesse an einer effizienten Anlagensteuerung haben.

Empfehlung

§ 10b EEG sollte **für Anlagen <25 kW weiterhin eine technologieoffene marktliche Steuerung ermöglichen** und neben dem iMSys auch HEMS, Hersteller- und Aggregatorlösungen zulassen, ohne die netzseitige Steuerung durch den Netzbetreiber einzuschränken.

Fördergrenze der Pauschaloption auf 300 kWh/kWp anpassen

Die Pauschaloption nach § 19 Abs. 3c EEG ist ein wichtiger Baustein, um den bidirektionalen Betrieb von Heimspeichern und Ladepunkten für private Haushalte einfach und wirtschaftlich nutzbar zu machen. Sie ermöglicht eine pragmatische Abgrenzung förderfähiger erneuerbarer Strommengen, ohne für jede einzelne Be- und Entladung komplexe energiewirtschaftliche Nachweise führen zu müssen.

Die derzeitige Grenze von 500 kWh pro Kalenderjahr und Kilowatt installierter PV-Leistung sollte jedoch auf **300 kWh/kWp** abgesenkt werden. Dieser Wert bildet die tatsächliche Eigenverbrauchs- und Einspeisesituation typischer Haushalte mit PV-Anlage, Speicher, Elektrofahrzeug und weiteren flexiblen Verbrauchern sachgerechter ab. Gerade Haushalte mit mehreren Energiewendetechnologien weisen regelmäßig hohe Eigenverbrauchsanteile auf.

Eine Absenkung verbessert damit die Zielgenauigkeit der Pauschaloption. Sie reduziert das Risiko, dass aus dem Netz bezogener Strom über Speicher oder Elektrofahrzeuge später als förderfähiger PV-Strom behandelt wird. Gleichzeitig bleiben die notwendigen Vereinfachungen für bidirektionalen Betrieb erhalten und dessen wirtschaftliche Nutzung wird unterstützt.

Die Anpassung verbindet damit drei Ziele: einen praxistauglichen Markthochlauf des bidirektionalen Betriebs von Speichern und Ladepunkten, eine sachgerechte Abgrenzung erneuerbarer Strommengen und eine Begrenzung unnötiger Förderkosten.

Für den Kunden erhöht sich dadurch ebenfalls die Attraktivität der Pauschaloption, da der „Saldierungstopf" in den allermeisten Fällen wirtschaftlicher ist. Auf diese Weise erhöht sich die Attraktivität der Direktvermarktung als marktdienliches Instrument erheblich, was ihren Hochlauf, vor allem im Kleinanlagensegment, unterstützt und vorantreibt.

Empfehlung

Die in § 19 Abs. 3c EEG vorgesehene Pauschaloption sollte von 500 auf 300 kWh pro Kalenderjahr und Kilowatt installierter Leistung der Solaranlage angepasst werden.

§ 83 Abs. 2 EEG zielgenau begrenzen – Eilrechtsschutz nur bei konkreter Eilbedürftigkeit

Der erleichterte einstweilige Rechtsschutz nach § 83 Abs. 2 EEG soll EE-Projekte schützen, deren Realisierung durch Verzögerungen beim Netzanschluss konkret gefährdet ist. In seiner heutigen Breite geht die Regelung jedoch darüber hinaus: Für sämtliche von § 83 erfassten Ansprüche muss die Eilbedürftigkeit nicht nach den allgemeinen Maßstäben der §§ 935, 940 ZPO dargelegt und glaubhaft gemacht werden.

Dies ist insbesondere bei Auskunfts- und Informationsansprüchen problematisch. Das Eilverfahren kann dadurch bereits zur vorgelagerten Informationsbeschaffung genutzt werden, ohne dass ein hinreichend realisierungsreifes oder konkret gefährdetes Projekt vorliegen muss. Komplexe Fragen des Netzanschlusses, etwa zur Netzverträglichkeit, zum Netzverknüpfungspunkt, zum Netzausbau oder zu konkurrierenden Anschlussbegehren, sollten jedoch grundsätzlich im dafür vorgesehenen Hauptsacheverfahren geklärt werden.

Zugleich bearbeiten Netzbetreiber eine Vielzahl paralleler Anschlussbegehren bei knappen Netzkapazitäten und hohen Fallzahlen. Zusätzliche kurzfristige Prüf- und Auskunftspflichten ohne nachgewiesene Dringlichkeit binden hierfür notwendige Ressourcen und können dazu führen, dass einzelne Antragsteller faktisch gegenüber anderen Anschlussbegehrenden priorisiert werden. Je weiter der Anspruchskatalog des § 83 EEG gefasst wird, desto wichtiger ist daher eine klare Begrenzung des Ausnahmecharakters des Eilrechtsschutzes.

Empfehlung

§ 83 Abs. 2 EEG sollte dahingehend angepasst werden, dass Antragsteller die **Eilbedürftigkeit grundsätzlich darlegen und glaubhaft machen müssen.** Eine gesetzliche Vermutung sollte nur für klar definierte Fälle gelten, in denen ein hinreichend realisierungsreifes Vorhaben nachgewiesen ist. Bei Auskunftsansprüchen nach § 8 Abs. 6 EEG sollte die Vermutung zusätzlich voraussetzen, dass der Netzbetreiber eine gesetzliche Bearbeitungs- oder Mitteilungsfrist überschritten hat. So bleibt der besondere Eilrechtsschutz auf tatsächlich dringliche und konkret gefährdete EE-Projekte konzentriert.

Anhang:

Synopse und Bewertung der EEG-Novelle 2027

Rechtsnorm	Bewertung	Vorschlag
§ 3 Nr. 43 EEG – Steckersolargeräte	Die Einbeziehung eines hinter demselben Wechselrichter betriebenen Speichers in die Definition des Steckersolargeräts wird begrüßt. Sie kann unnötige parallele Registrierungs- und Prüfprozesse vermeiden.	Regelung beibehalten.
§ 6 EEG – kommunale Beteiligung	Kommunale Beteiligung bleibt ein wichtiges Instrument für Akzeptanz. Eine Erhöhung auf 0,3 ct/kWh darf jedoch nicht dazu führen, dass nur 0,2 ct/kWh über den Netzbetreiber refinanzierbar sind. Zudem muss die Berechnungslogik eindeutig und administrierbar sein.	Refinanzierung ebenfalls auf 0,3 ct/kWh erhöhen oder auf die Erhöhung verzichten. Die Berechnungsgrundlage muss eindeutig festgelegt werden.
§ 8b i.V.m. §§ 83, 85 EEG – Mitteilung des Einspeiseortes	Die aufsichtsrechtliche Absicherung einer rechtzeitigen Mitteilung ist grundsätzlich sinnvoll. Unklar bleibt jedoch, wann der Netzverknüpfungspunkt rechtlich als „feststehend" gilt. Dies birgt Streit- und Eilverfahrensrisiken.	Im Gesetz eindeutig definieren, wann der Netzverknüpfungspunkt feststeht, und wann die Vierwochenfrist beginnt.
§§ 26, 27 EEG – Fälligkeit, Abschläge und Aufrechnung	Die Möglichkeit zur Aufrechnung von Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag ist sinnvoll. Die unterjährige Abschlagslogik muss jedoch eindeutig berechenbar und systemseitig umsetzbar sein.	Berechnung der unterjährigen Abschläge und Behandlung möglicher Abschöpfungsjahre eindeutig regeln.
§ 9 Abs. 2b EEG – iMSys, Steuerbarkeit und Wirkleistungsbegrenzung	Digitalisierung und Steuerbarkeit werden unterstützt. Zusätzliche Pflichten für Solaranlagen des zweiten Segments unter 100 kW, sowie die dauerhafte 50-Prozent-Begrenzung gehen jedoch zu weit. Zudem müssen Nulleinspeiseanlagen und § 13a EnWG widerspruchsfrei zusammenspielen.	Keine pauschale 50-Prozent-Begrenzung und **keine** Gültigkeit für Anlagen in der Direktvermarktung. Verhältnis zu § 13a EnWG klarstellen.
§ 9 Abs. 2 Nr.3 EEG – iMSys, Steuerbarkeit und Wirkleistungsbegrenzung	Wirkleistungsbegrenzung sinnvoll für Anlagen, die nicht auf Preis- und Systemsignale reagieren können. Nicht jedoch für Anlagen, die bereits in der Direktvermarktung betrieben werden.	Wirkleistungsbegrenzungen in §9 EEG auf 60% vereinheitlichen und einschränken auf Anlagen, **bei denen der Betreiber den in das Netz eingespeisten Strom nicht direkt vermarktet.** (analog zu §9 Abs. 2 Nr. 2 EEG).
§ 10b EEG – marktliches Messen und Steuern	Eine massenhafte Direktvermarktung darf nicht durch starre technische oder vertragliche Anforderungen erschwert werden. Marktliche Steuerbarkeit sollte funktional und für Anlagen <25kW technologieoffen definiert werden.	Steuerung über iMSys und für Anlagen <25kW über HEMS, Hersteller-/Aggregatorplattformen und geeignete Cloud-Lösungen ermöglichen. Vorgaben des Abs. 7 reduzieren.
§ 19 EEG – Zahlungsanspruch / Netzbetreiberabnahme	Übergangslösungen können den Hochlauf der Direktvermarktung flankieren, müssen jedoch einfach und zeitlich eng begrenzt bleiben. Rückwirkende Zuordnungen und lange Nachmeldefristen erzeugen erhebliche Abrechnungsaufwände.	Veräußerungsform grundsätzlich bereits zur Inbetriebnahme eindeutig festlegen; keine sechsmonatige rückwirkende Zuordnung.
§ 19 Abs. 3c EEG – Pauschaloption	Die Pauschaloption ist für den Hochlauf der Direktvermarktung und für bidirektionalen Betrieb von Speichern und Ladepunkten elementar, sollte aber die reale Eigenverbrauchs- und Einspeisesituation zielgenauer abbilden.	Förderfähige Menge von 500 auf **300 kWh/kWp pro Jahr** absenken.
§ 20 EEG – Marktprämie / Kleinanlagen	Die stärkere Marktintegration von Kleinanlagen und das Auslaufen statischer Fördermechanismen werden unterstützt. Der Übergang darf jedoch nicht durch nicht skalierbare Prozesse behindert werden.	Abschaffung der festen Einspeisevergütung beibehalten. Direktvermarktung massentauglich gestalten und Übergang klar flankieren.
§§ 20a, 20b, 21a, 21d, 21e EEG – CfD / Refinanzierungsbeitrag	Das Grundprinzip der Refinanzierung ist nachvollziehbar, die konkrete Berechnungslogik muss jedoch vollständig und administrierbar sein. PPAs dürfen	Berechnungsparameter vollständig definieren. PPA-kompatible Ausgestaltung schaffen. Abschöpfung auf

	nicht unnötig behindert werden. Eine Abschöpfung ungeförderter Erlöse in der sonstigen Direktvermarktung ist kritisch.	tatsächlich geförderte Erlösbestandteile begrenzen. Ausnahme <100 kW beibehalten.
§§ 21, 21b, 23, 25, 53 EEG – Netzbetreiberabnahme / Übergangszahlung	Direktvermarktung als Regelfall wird unterstützt. Komplexe anlagenindividuelle Übergangsfristen und parallele Vergütungswege erschweren jedoch das Massengeschäft.	Übergangssystem vereinfachen und stärker vereinheitlichen. Übergangszahlung klar befristen und gegenüber Direktvermarktung sukzessive unattraktiver machen.
Ausfallvergütung / bisheriger § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG	Solange Aufnahme- und Wechselprozesse in die Direktvermarktung nicht zuverlässig und unmittelbar funktionieren, besteht weiterhin Bedarf an einem Auffangmechanismus für nicht vom Anlagenbetreiber zu vertretende Verzögerungen.	Bestehende Ausfallvergütung übergangsweise erhalten oder funktional gleichwertigen Auffangmechanismus schaffen.
§§36b & 37b EEG – Höchstgebotswerte für Windanlagen an Land & Solaranlagen 1. Segment	Höherer Höchstwert für Windenergie an Land begrüßenswert. Neuer Höchstwert für Solaranlagen des 1. Segments zu niedrig angesetzt. Wirtschaftlichkeit neuer Projekte im Zusammenspiel mit neuer Förderlogik & anderen Regulierungsvorhaben gefährdet.	Die Höchstgebotswerte und ihre Berechnungsgrundlage sollten neu bestimmt und unter Berücksichtigung der neuen Wirtschaftlichkeitsbedingungen durch Förder- und Abschöpfungslogik sowie AgNeS-Vorgaben bemessen werden.
§ 39i EEG – Maisdeckel	Die Anhebung auf 30 Prozent wird begrüßt beziehungsweise als unkritisch bewertet, da sie flexiblere Brennstoffnutzung ermöglicht.	Regelung beibehalten.
§ 48 EEG / § 23a / Anlage 1 – anzulegender Wert	Ein einheitlicher anzulegender Wert und der Wegfall unnötiger Differenzierungen reduzieren Komplexität und werden begrüßt.	Regelung beibehalten. Vereinfachungslogik möglichst konsequent anwenden.
§ 50c EEG – Bonus für direkt vermarkteten Strom	Ein zeitlich begrenzter Direktvermarktungsbonus kann den Übergang von der festen Vergütung in die Direktvermarktung unterstützen. Entscheidend ist eine einfache Abwicklung.	Bonus möglichst pauschal und administrativ einfach auszahlen. Keine komplexen zusätzlichen Nachweisprozesse.
§ 51 EEG – negative Preise	Die stärkere Verknüpfung von Förderung und Marktpreissignalen wird grundsätzlich begrüßt. Die Einbeziehung des Refinanzierungsbeitrags ist systematisch folgerichtig.	Regelung grundsätzlich beibehalten. Anwendung bei unterjährigem iMSys-Einbau eindeutig und abrechnungstechnisch praktikabel regeln.
§ 85 EEG – Aufgaben der Bundesnetzagentur	Die Aufsicht über die Mitteilung des Einspeiseortes ist grundsätzlich sinnvoll. Festlegungsbefugnisse müssen auf klaren gesetzlichen Kriterien beruhen und administrierbar bleiben.	§ 8b zunächst präzisieren. Darauf aufbauende Aufsicht und Festlegungskompetenzen klar abgrenzen.
§ 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG – Pflicht-Rollout	Ja zur beschleunigten Ausweitung intelligenter Messsysteme und zur Verbesserung der Beobachtbarkeit einspeisender Anlagen; keine automatische Ableitung eines flächendeckenden Steuerungsrollouts für Anlagen zwischen 2 und 7 kW.	Smart-Meter-Rollout für Anlagen von 2 bis 7 kW beschleunigt ausweiten, aber klar von der netzseitigen Steuerbarkeit trennen und Steuerungspflichten erst bei nachgewiesener technischer und wirtschaftlicher Umsetzbarkeit vorsehen.
§ 45 Abs. 1 MsbG – Rollout-Quoten	Die Umstellung von installierter Leistung auf die Zahl der Messstellen verschärft den Fokus auf das Massengeschäft. Dies darf nicht gleichzeitig mit einer Ausweitung auf >2 kW zu einer Überlastung des Rollouts führen.	Umstellung nur mit realistischen Rolloutpfaden. Jedenfalls keine gleichzeitige Absenkung der Pflichtgrenze zur Steuerung auf 2 kW.

Eric Scheuerle
Political Affairs Manager

+49 174 640 52 90
eric.scheuerle@eon.com

David Franz
Political Affairs Manager

+49 174 321 4220
david.franz@eon.com

it's on us

to make new energy work.

eon.com

Political-affairs@eon.com

e·on