

EEG-Novelle 2027

E.ON-Positionspapier zum Leak-Dokument

März 2026

Förder- und Abschöpfungsdesign einfach und PPA-freundlich gestalten

Das neue Förder- und Abschöpfungsdesign muss einfach, rechtssicher und praktikabel ausgestaltet werden. Zugleich darf es PPAs und andere marktliche Vermarktungsformen nicht behindern, sondern sollte sie gezielt fördern.

Direktvermarktung kleiner Anlagen praxistauglich hochfahren

Der Übergang kleiner Anlagen in die Direktvermarktung muss realistisch, wirtschaftlich tragfähig und massentauglich organisiert werden. Dafür braucht es einfache Übergangsregeln und verlässliche Auf-
fanglösungen, solange die Prozesse noch nicht flächendeckend standardisiert sind.

EEG-Novelle mit Digitalisierung und Regulierungsreformen verzahnen

Die EEG-Novelle muss eng mit Digitalisierung, Standardisierung und den angrenzenden Reformen im Energie- und Regulierungsrahmen verknüpft werden. Neue Pflichten sollten nur eingeführt werden, wenn Prozesse, Technik und Regulierung konsistent aufeinander abgestimmt sind.

EEG-Novelle 2027

E.ON begrüßt das Reformvorhaben im Grundsatz. Die EEG-Novelle 2027 setzt an den richtigen strukturellen Hebeln an: Sie will die Marktintegration erneuerbarer Energien stärken, die Förderlogik stärker an Systemdienlichkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit ausrichten und zugleich europarechtliche Vorgaben zur Abschöpfung geförderter Anlagen umsetzen. Damit adressiert der Entwurf zentrale Anforderungen eines zunehmend erneuerbaren, digitalisierten und flexibilisierten Stromsystems und setzt europarechtliche Anforderungen der EU Strommarktreform um, die nun zügig in nationales Recht überführt werden müssen (beihilferechtliche Genehmigung des aktuellen EEG endet am 31.12.2026). Zugleich ist klar, dass die Reform kein isoliertes Einzelprojekt sein darf. Sie muss mit den parallel laufenden Reformen, insbesondere im Bereich Netzentgelte, Digitalisierung, Messwesen und Flexibilitätsregulierung, eng verzahnt werden. Gerade weil im Rahmen der EEG-Novelle etablierte Prozesse, Abrechnungssysteme und Marktrollen grundlegend neu geregelt werden sollen, kommt es entscheidend auf Umsetzbarkeit, Übergangsfristen und Standardisierung an. E.ON unterstützt daher die strategische Richtung der Reform, sieht aber an mehreren Stellen erheblichen Nachschärfungsbedarf. Der geleakte Entwurf ist in Teilen noch unvollständig und setzt teilweise richtige Zielbilder mit noch nicht tragfähigen Instrumenten um. Maßstab für die weitere Ausgestaltung sollte aus Sicht von E.ON sein, dass Marktintegration und Systemdienlichkeit tatsächlich gestärkt werden, ohne Investitionssignale unnötig zu schwächen, neue Bürokratie aufzubauen oder nicht massentaugliche Prozesse gesetzlich zu verfestigen. Wo der Entwurf diesen Maßstab erfüllt, sollte er unterstützt werden. Wo Ziel und Instrument auseinanderfallen, besteht Korrekturbedarf.

Abschöpfungsmechanismus / CfD

Der Entwurf sieht für Neuanlagen ab 100 kW einen produktionsabhängigen Abschöpfungsmechanismus vor. Ziel ist, Mehrerlöse oberhalb des anzulegenden Werts abzuschöpfen und damit ein Förderdesign zu etablieren, das europarechtlichen und beihilferechtlichen Anforderungen genügt. Biomasseanlagen sollen ausgenommen bleiben. Grundsätzlich ist dieser Schritt nachvollziehbar und im Ansatz richtig. Ein Abschöpfungsmechanismus kann dazu beitragen, die Förderarchitektur konsistenter auszugestalten und Mitnahmeeffekte zu begrenzen.

E.ON unterstützt die Einführung eines solchen Mechanismus daher grundsätzlich. Voraussetzung ist jedoch, dass er administrativ beherrschbar bleibt und keine unnötige Parallelkomplexität im bestehenden Fördersystem erzeugt. Der vorliegende Entwurf erfüllt diese Voraussetzung noch nicht. Zentrale Elemente der Berechnungslogik sind unklar. Insbesondere fehlt im Entwurf eine belastbare Definition des Parameters „ASW“, der für die konkrete Abschöpfungshöhe relevant ist. Eine belastbare Definition des im Entwurf erwähnten CfD-Korridors fehlt ebenfalls. Solange diese Definitionen nicht vollständig und rechtssicher vorliegen, ist eine abschließende Bewertung nicht möglich. Hinzu kommt, dass die vorgesehene Abwicklung erhebliche

Anpassungen in Abrechnungssystemen der Netzbetreiber auslösen würde. Durch die Neuregelung müssten Netzbetreiber dann zusätzlich Strompreise einbeziehen, da sich der Refinanzierungsbeitrag in Abschöpfungsjahren viertelstündlich ändert. Es müssten in der Zahlung anlagenscharf spezifische Strommengen und Spotpreise für die Ermittlung des Rückzahlungsbetrags erfasst werden. Darüber hinaus stellt sich rechtlich die Frage nach der Höhe möglicher Forderungen und ob mit erhöhten Forderungsausfällen zu rechnen ist. Positiv zu bewerten ist, dass der Entwurf die Möglichkeit der Aufrechnung nach § 27 Abs. 1 EEG vorsieht. Jedoch besteht Unklarheit innerhalb des Jahres hinsichtlich der Dimensionierung der monatlichen Abschläge, da bereits dort ein Refinanzierungsbeitrag eingerechnet werden soll, ohne das bekannt ist, ob tatsächlich am Jahresende ein Abschöpfungsjahr vorliegt.

»»» Empfehlung

E.ON fordert daher eine frühzeitige, vollständige und möglichst einfache Festlegung der Berechnungslogik. Der Abschöpfungsmechanismus sollte mit minimaler zusätzlicher Systemkomplexität umgesetzt werden. Sinnvoller erscheint hier die Abschöpfung über die Einführung einer negativen Marktprämie zu organisieren, wie sie der BDEW fordert.

Kritisch ist zudem, dass der Entwurf bislang nur begrenzte Anreize für Power Purchase Agreements und für eine tiefere Marktintegration setzt. Wenn CfDs auch in Konstellationen fortwirken, in denen Anlagen ansonsten marktbasierend vermarktet würden, droht eine Fehlsteuerung zugunsten privatwirtschaftlicher Vermarktungsmodelle. Der einmalige Opt-out aus der Förderung ist hierfür nicht ausreichend, weil er unumkehrbar ist und gerade keine flexible, marktorientierte Steuerung des Förderzugangs ermöglicht.

»» Empfehlung

E.ON spricht sich deshalb dafür aus, neben dem vorgesehenen Opt-out auch eine einmalige, klar geregelte Opt-in-Möglichkeit zu schaffen. Der Grundsatz muss sein: Das Fördersystem darf marktliche Integration nicht behindern, sondern soll sie fördern.

Besonders kritisch bewertet E.ON, dass die Abschöpfungslogik nach jetzigem Stand auch in die sonstige Direktvermarktung hineinwirken kann. Wo keine Förderung in Anspruch genommen wird, sollte grundsätzlich auch keine förderähnliche Abschöpfung stattfinden. Andernfalls würde der Staat in marktbasierenden Vermarktungskonstellationen in Erlösstrukturen eingreifen, ohne dass hierfür eine überzeugende rechtliche und ökonomische Notwendigkeit erkennbar wäre.

»» Empfehlung

E.ON empfiehlt daher eine gesetzlich eindeutige und klare Trennung zwischen marktbasierter Veräußerung und Förderlogik vorzusehen.

Direktvermarktung als Regelfall

Der Entwurf macht die Direktvermarktung perspektivisch zum Standard für alle Neuanlagen und hebt insbesondere die bisherige Privilegierung kleiner PV-Dachanlagen schrittweise auf. Damit verfolgt er das politisch nachvollziehbare Ziel, erneuerbare Erzeugung stärker an Marktsignalen auszurichten und Kleinanlagen nicht länger dauerhaft außerhalb systemischer Steuerungslogiken zu belassen. Im Grundsatz ist diese Stoßrichtung richtig. Ein Stromsystem mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung braucht marktnahe Signale, digitale Steuerbarkeit und integrierte Flexibilitätsoptionen.

E.ON begrüßt daher ausdrücklich den grundsätzlichen Fokus auf marktorientierte Vergütung und die Weiterentwicklung der Direktvermarktung. Allerdings ist die entscheidende Bedingung, dass Direktvermarktung vom Sonderfall zum Massengeschäft werden kann. Genau daran bestehen derzeit erhebliche Zweifel. Die Prozesse sind bislang vielfach hochmanuell, netzbetreiberindividuell, nur eingeschränkt digitalisiert und vor allem auf größere Anlagen zugeschnitten. Wird unter diesen Bedingungen die Direktvermarktung pauschal auf das Kleinanlagensegment

ausgedehnt, drohen Reibungsverluste, zusätzliche Kosten, Anmeldeprobleme und eine erhebliche Belastung der Markthochlaufdynamik. E.ON fordert deshalb, die Direktvermarktung nicht nur gesetzlich auszuweiten, sondern sie zugleich prozessual zu reformieren: standardisiert, digital, einfach nutzbar und skalierbar. Ohne diese Voraussetzungen würde ein an sich richtiges Ziel mit einem unreifen Instrument umgesetzt.

Aus den zuvor genannten Gründen lehnt E.ON außerdem zusätzliche pauschale Pflichten zum marktlichen Messen und Steuern, wie sie in § 10b E-EEG nun auch für Kleinanlagen vorgesehen sind, ab. Die marktliche Steuerung durch den Direktvermarkter geschieht auf freiwilliger Basis, begründet durch ein wirtschaftliches Interesse des Direktvermarkters, die Anlagen wirtschaftlich optimal zu vermarkten. Durch die verpflichtende Direktvermarktung für alle Anlagengrößen wären Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter Marktpreissignalen und damit Anreizen ausgesetzt, die Einspeisung ihrer Anlagen zu optimieren und für die Fernsteuerbarkeit zu sorgen. Die gesetzliche Anforderung zur Fernsteuerbarkeit nach §10b Abs. 1 E-EEG schafft daher einen erheblichen bürokratischen Mehraufwand ohne Mehrwert. Darüber hinaus schafft die neu eingeführte Pflicht nach §10b Abs. 7 E-EEG, in Direktvermarktungsverträgen Abschaltsschwellen und Kostentragungsregeln vorzugeben, erheblichen bürokratischen Zusatzaufwand, greift in die Vertragsfreiheit ein und bringt keinen hinreichenden systemischen Mehrwert. Im Gegenteil: auch sie setzt einer massentauglichen Direktvermarktung weitere Hürden.

»» Empfehlung

§10b E-EEG sollte mindestens im Kleinanlagensegment nicht angewendet werden. Zusätzliche starre gesetzliche Vorgaben erschweren die Etablierung der Direktvermarktung als massentaugliches Standardinstrument und generieren dabei keine nennenswerten Vorteile. Ihre Anwendung sollte sich auf die Bereiche beschränken, wo sie einen klar nachweisbaren Mehrwert erzeugen und keinen Eingriff in funktionierende Marktmechanismen darstellen.

Netzbetreiberabnahme, Marktwertdurchleitung und Ausfallvergütung

Ein zentraler Baustein des Entwurfs ist die Abschaffung der festen Einspeisevergütung für neue kleine PV-Anlagen und ihre Ersetzung durch die neue Veräußerungsform der Netzbetreiberabnahme mit Varianten wie **befristeter Marktwertdurchleitung** und unentgeltlicher Abnahme. Damit soll der Übergang von einer starren Förderlogik zu einer marktintegrierten Veräußerung beschleunigt werden. Das ist im Grundsatz folgerichtig. Die feste Einspeisevergütung war für frühe Ausbauphasen sinnvoll, ist aber in ihrer bisherigen Form für ein zunehmend flexibilitätsorientiertes System nur noch eingeschränkt zeitgemäß.

E.ON unterstützt daher die strategische Abkehr von der starren Einspeisevergütung. Gleichwohl überzeugt die konkrete Übergangsarchitektur noch nicht. Die vorgesehene befristete Marktwertdurchleitung ist in ihrer derzeitigen Ausgestaltung kein tragfähiges Brückeninstrument für einen geordneten Hochlauf der Direktvermarktung im Kleinanlagensegment. Maßgeblich ist aus Sicht von E.ON nicht allein der Marktwert abzüglich Vermarktungskosten, sondern die Frage, ob Anlagenbetreiber in einer realen Übergangsphase wirtschaftlich tragfähig in den marktbasieren Betrieb wechseln können. Solange die Direktvermarktung in der Breite noch nicht massentauglich funktioniert, sollte der Übergang stufenweise erfolgen. Der Entwurf sieht zwar in §21E-EEG mit der befristeten Marktwertdurchleitung ein Zeitpuffer von maximal 30 Monaten nach Inbetriebnahme vor, dieser reduziert sich jedoch signifikant auf 3 Monate bei Einbau steuerbarer iMSys (§25 E-EEG). Außerdem ist an dieser Stelle das Zusammenspiel mit dem laufenden BNetzA-Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) entscheidend. Das Verfahren hat zum Ziel, Kleinanlagen massentauglich und wirtschaftlich in die Direktvermarktung zu überführen und zu einer aktiven Marktteilnahme zu bewegen. Die Einführung der befristeten Marktwertdurchleitung im Kleinanlagensegment steht jedoch im Konflikt mit den Inhalten dieses Vorhabens. So ist das Marktprämienmodell integraler Bestandteil der MiSpeL-Festlegung, denn Voraussetzung für eine einfachere Abrechnung des eingespeicherten Stroms ist eine Zuordnung zum Marktprämienmodell. Es besteht damit die große Gefahr, eine erfolgreiche, massenhafte Marktintegration von Kleinanlagen bereits im Keim zu ersticken.

»» Empfehlung

E.ON spricht sich deshalb dafür aus, das Marktprämienmodell für Kleinanlagen zeitlich begrenzt fortzuführen und den Übergang in die ungeforderte Direktvermarktung schrittweise, z.B. über die Absenkung des Anzulegenden Wertes, zu organisieren. Das würde Investitionssicherheit wahren und zugleich das Ziel der Marktintegration im Zusammenspiel mit dazu bereits laufenden Verfahren unterstützen.

Besonders problematisch ist aus Sicht von E.ON der vorgesehene Wegfall der bisherigen Ausfallvergütung. In der Praxis liegen zwischen Inbetriebnahme und stabiler Zuordnung zu einer Veräußerungsform oft Wochen oder Monate. Wenn in dieser Phase kein gleichwertiger Auffangmechanismus existiert, entstehen ungedeckte Erlörisiken, die weder Anlagenbetreiber noch Direktvermarkter verlässlich steuern können. Solange die Marktprozesse nicht nachweislich schnell, digital und massentauglich funktionieren, ist der ersatzlose Wegfall der Ausfallvergütung nicht sachgerecht. Da die Direktvermarktungspflicht auf alle Anlagengrößen ausgeweitet wird, ist in diesem Zusammenhang zusätzlich eine Regelung für Anlagen <100kW erforderlich, da die heutige Ausfallvergütung analog der bisherigen Direktvermarktungspflicht erst ab 100kW installierter Leistung greift. Auch und gerade bei kleinen Anlagen kann es zu

erheblichen Verzögerungen zwischen Inbetriebnahme und Zuordnung zur Veräußerungsform der Direktvermarktung und damit zu Erlösausfällen kommen.

»» Empfehlung

E.ON fordert daher entweder den Fortbestand der Ausfallvergütung oder einen funktional gleichwertigen Übergangsmechanismus. Zusätzlich sollte die Ausfallvergütung bzw. der gleichwertige Mechanismus für alle Anlagengrößen verfügbar sein.

Auch die vorgesehene Sechsmonatsfrist für die Anzeige der Förderinanspruchnahme bei Anlagen ab 100 kW ist abzulehnen. Für die Abwicklung muss mit Inbetriebnahme klar sein, welcher Veräußerungsform und welcher Abrechnungslogik eine Anlage zugeordnet ist. Rückwirkende Zuordnungen führen zu Korrekturen, manuellen Nachsteuerungen, Rückforderungen und zusätzlichen Rechtsrisiken.

»» Empfehlung

E.ON plädiert daher dafür, dass die Zuordnung weiterhin mit der erstmaligen Einspeisung eindeutig feststehen muss.

Smart Meter, Steuerbarkeit und Wirkleistungsbegrenzung

Der Entwurf verknüpft die Ausweitung der Direktvermarktung eng mit weitergehenden Pflichten zur Ausstattung kleiner Einspeiseanlagen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen sowie mit einer dauerhaften Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent bei bestimmten neuen PV-Anlagen. Dahinter steht das Ziel, dezentrale Einspeisung besser sichtbar und steuerbar zu machen und Mittagsüberschüsse stärker in Eigenverbrauch oder Speicherung zu lenken. Dieses Ziel ist systemisch nachvollziehbar. In einem stark dezentralen Stromsystem braucht es mehr Transparenz und Steuerbarkeit auch im Kleinanlagensegment.

E.ON unterstützt deshalb grundsätzlich eine stärkere Digitalisierung und Steuerbarkeit einspeisender Anlagen. Die vorgesehene Ausgestaltung geht jedoch in Teilen zu weit und ist noch nicht hinreichend durchdacht. Eine pauschale Pflicht zum frühzeitigen iMSys- und Steuerbox-Einbau für sehr kleine Anlagen ist nur dann vertretbar, wenn sie sich in einen realistisch umsetzbaren Rolloutpfad einfügt, Endkunden nicht mit unverhältnismäßigen Kosten und Pflichten belastet und mit den bestehenden Regimen des MsbG, Redispatch und EnWG konsistent verzahnt wird. Genau diese Konsistenz ist bislang nicht gesichert. Offene Fragen bestehen insbesondere bei der Einbettung in den bestehenden, im MsbG definierten Rahmen des Pflichtrollouts, beim Verhältnis zu Nulleinspeiseanlagen, zu bilanzierungspflichtigen

Restmengen und zu zusätzlichen Sanktions- und Prüflasten. Eine Nichtsteuerbarkeit von Anlagen ab 100 kW durch die Anzeige der Nulleinspeisung passt nicht zu den gesetzlichen Vorgaben des § 13a EnWG, wonach die Erzeugung steuerbar sein muss und entzieht dem Netz auf Dauer Flexibilisierungspotential.

»» Empfehlung

E.ON fordert deshalb eine gezielte, stufenweise und systemdienliche Ausweitung der Digitalisierungspflichten im Kontext des im MsbG etablierten Pflichtrollouts statt einer pauschalen Vorverlagerung des iMSys-Pflichteinbaus für Kleinanlagen bis 7kW und der Anpassung des § 9 zu Nulleinspeisung mit Verweis auf § 13 a EnWG.

Die vorgesehene dauerhafte Abregelung auf 50 Prozent bewertet E.ON in der jetzigen Form kritisch. Zwar ist das Ziel, Speicheranreize zu setzen und Einspeisespitzen zu vermeiden, nachvollziehbar. Eine pauschale Leistungsbegrenzung ist jedoch das falsche Instrument. Die vorgesehene Verpflichtung zur Direktvermarktung setzt Anlagenbetreiber Marktsignalen und damit Anreizen aus, die sie dazu bewegen, z.B. durch Zwischenspeicherung ihre Einspeisung zu optimieren. Demgegenüber würde eine Leistungsbegrenzung erhebliche Flexibilitätspotenziale reduzieren, die wirtschaftlich sinnvolle Vermarktung erschweren und keinen effizienten Anreiz für zusätzliche Speicher setzen. Die Installation von Speichern und Eigenverbrauch werden bereits heute durch ökonomische Signale attraktiv. Das zeigt sich auch in den Zahlen zu PV-Installationen, die schon heute nahezu immer mit Speicher realisiert werden. Eine starre gesetzliche Begrenzung ist daher nur schwer zu rechtfertigen.

»» Empfehlung

E.ON lehnt eine pauschale Wirkleistungsbegrenzung ab und plädiert stattdessen für eine intelligentere Verknüpfung von digitaler Steuerbarkeit, Preis- und Flexibilitätssignalen sowie praktikablen Marktmechanismen.

Negative Preise und Flexibilisierung

Der Entwurf entwickelt die Regelungen zu negativen Strompreisen konsequent weiter. Künftig sollen bei negativen Spotmarktpreisen sowohl Zahlungsansprüche nach § 19 EEG als auch Zahlungspflichten nach § 20a EEG entfallen. Zudem wird der Mechanismus stärker an der Veräußerungsform und an viertelstundenscharfer Messbarkeit ausgerichtet. Diese Richtung ist sachgerecht. Ein Fördersystem, das Einspeisung auch in negativen Preisphasen weitgehend unverändert belohnt, setzt Fehlanreize. Negative Preisphasen müssen stärker als Flexibilitäts- und Optimierungssignal wirken.

E.ON bewertet die Neufassung deshalb grundsätzlich positiv. Sie stärkt Marktintegration und Flexibilisierung, reduziert Fehlanreize und folgt der Logik eines zunehmend systemdienlichen Betriebs erneuerbarer Anlagen. Zugleich ist anzuerkennen, dass diese Regelung insbesondere bei größeren Wind- und PV-Projekten zu zusätzlichen Erlösunsicherheiten führen kann. Deshalb ist entscheidend, dass die negativen Preisregeln mit tragfähigen Instrumenten für Steuerbarkeit, Speicherintegration und marktorientierte Vermarktung zusammengedacht werden. Die Reform darf nicht nur Erlösrisiken erhöhen, sondern muss zugleich die Instrumente bereitstellen, mit denen Marktakteure darauf reagieren können.

Einheitlicher anzulegender Wert und Förderlogik für mittleres Anlagensegment

Für Anlagen zwischen 25 und 750 kWp soll weiterhin ein Anspruch auf Marktprämie bestehen, jedoch auf Basis eines einheitlichen fixen anzulegenden Werts von 6,2 ct/kWh. Damit würde die Förderlogik in diesem Segment deutlich vereinfacht. E.ON begrüßt diese Vereinfachung. Ein einheitlicher anzulegender Wert reduziert Komplexität, verringert administrativen Aufwand und beseitigt Unterschiede, die prozessual schwer handhabbar und energiewirtschaftlich nicht immer überzeugend waren. Vereinfachung ist dort geboten, wo die Förderung fortbesteht, Marktintegration aber zugleich gestärkt werden soll.

Biomasse und Maisdeckel

Der Entwurf sieht eine Verlängerung der Anschlussförderung für Kleingülleanlagen, höhere Ausschreibungsmengen für Biomasse ab 2027 und eine Anhebung des Maisdeckels auf 30 Prozent vor. E.ON bewertet die Öffnung beim Maisdeckel grundsätzlich positiv, weil sie den Anlagenbetrieb flexibilisieren und Schwankungen bei anderen Substraten besser ausgleichen kann. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass die Übergangsbestimmungen für Biomasse im Entwurf noch ausdrücklich unvollständig sind und daher eine belastbare Gesamtbewertung dieses Teils derzeit nur eingeschränkt möglich ist.

Resilienzausschreibungen und EU-Kooperation

Mit den geplanten Resilienzausschreibungen für Onshore-Wind, Solar-Freifläche und Offshore-Wind soll die bisherige Innovationsausschreibung ersetzt und zugleich ein Bezug zu den industriepolitischen Vorgaben des Net-Zero Industry Act hergestellt werden. Das Ziel, Resilienz- und Industrieaspekte stärker in die Förderarchitektur zu integrieren, ist grundsätzlich nachvollziehbar. E.ON bewertet die Stoßrichtung daher positiv. Gleichzeitig sind die Regelungen bislang noch nicht so konkret ausgestaltet, dass eine abschließende Bewertung der tatsächlichen Investitions- und Marktwirkungen möglich wäre.

Ausbaupfade, Ziele und Monitoring ***Fazit***

Der Entwurf hält am Ziel von 80 Prozent erneuerbarem Strom bis 2030 fest, streicht den bisherigen Strommengenpfad, senkt die unterstellte Stromverbrauchsannahme auf 600 bis 700 TWh und verstetigt bzw. erhöht Ausschreibungsmengen insbesondere im Solarbereich bis 2032. Zudem soll die bisherige starre Aufteilung des PV-Zubaus zwischen Gebäuden und Freifläche entfallen. E.ON bewertet dies im Grundsatz positiv. Es ist richtig, an ambitionierten Ausbauzielen festzuhalten und gleichzeitig die Instrumente stärker an realen Ausbauentwicklungen auszurichten. Die Streichung der hälftigen Aufteilung zwischen Gebäude- und Freiflächen-PV kann zusätzliche Flexibilität schaffen und die Zielerreichung erleichtern.

Gleichzeitig muss die Reform dafür Sorge tragen, dass realistische Verbrauchsannahmen nicht zu einem politisch falschen Signal führen. Der Umbau des Energiesystems erfordert weiterhin hohe Investitionen in Erzeugung, Netze, Speicher, Digitalisierung und Flexibilität. Ausbaupfade sollten daher nicht kurzfristig auf Basis niedrigerer Verbrauchsannahmen abgeschwächt, sondern robust und investitionsstabil ausgestaltet werden. E.ON unterstützt, dass der Entwurf die Ausbauziele grundsätzlich aufrechterhält. Entscheidend ist nun, dass sich Förderdesign, Netzausbau, Genehmigungsregime und Flexibilitätsrahmen nicht gegenseitig ausbremsen.

Umsetzung, Standardisierung und regulatorische Anschlussfähigkeit

Über die Einzelregelungen hinaus liegt der zentrale Prüfstein der Novelle in ihrer praktischen Umsetzbarkeit. Das betrifft insbesondere die Direktvermarktung kleiner Anlagen, die Marktwertdurchleitung, den Umgang mit Förderanzeigen, die Steuerbarkeit von Kleinanlagen und die Abwicklung des Refinanzierungsbeitrags. Die EEG-Novelle kann nur gemeinsam mit einer ambitionierten Vereinfachungs- und Digitalisierungsagenda umgesetzt werden. Dazu gehören bundesweit einheitliche Prozesse, realistische Übergangsfristen, klare Zuständigkeiten, digitale Standardkommunikation und eine regulatorisch konsistente Verzahnung mit MsbG, EnWG, AgNeS, MiSpeL und weiteren laufenden Reformen.

Ein weiterer Punkt ist die rechtliche und aufsichtsbezogene Klarheit. Wo Fristen, Anknüpfungspunkte oder Zuständigkeiten unklar bleiben, entstehen Streitigkeiten, Umsetzungshemmnisse und zusätzliche gerichtliche Risiken. Das gilt etwa bei der Zuordnung von Veräußerungsformen, beim Einspeiseort, bei Anlagen-erweiterungen, bei Sanktionstatbeständen und bei der Frage, wann bestimmte Pflichten tatsächlich greifen.

E.ON unterstützt die EEG-Novelle 2027 in ihrer Grundrichtung. Die Reform adressiert zutreffend die Notwendigkeit, erneuerbare Energien stärker in Markt und System zu integrieren, Förderinstrumente weiterzuentwickeln und Systemkosten stärker in den Blick zu nehmen. In ihrer jetzigen Fassung bleibt sie jedoch an mehreren entscheidenden Stellen hinter diesem Anspruch zurück. Besonders beim Übergang kleiner Anlagen in die Direktvermarktung, bei der Ausgestaltung der Marktwertdurchleitung, beim Umgang mit der Ausfallvergütung, bei pauschalen zusätzlichen Mess- und Steuerpflichten sowie bei der konkreten Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus besteht erheblicher Nachbesserungsbedarf.

David Franz

Political Affairs Manager

+49 174 321 4220

david.franz@eon.com

Eric Scheuerle

Political Affairs Manager

+49 174 640 52 90

eric.scheuerle@eon.com

it's ON US

to make new energy work.



eon.com



political-affairs@eon.com

e.on