

EnWG-EEG-Novelle 2024: Offene Fragen zur besseren Marktintegration von erneuerbaren Energien

Stellungnahme von EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e. V. zum BMWK-Referentenentwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung (EnWG-EEG-Novelle) in der **ergänzten Fassung vom 23.10.2024**

Berlin, 25. Oktober 2024 – Es ist richtig, erneuerbare Erzeugung den Preissignalen des Strommarkts direkter auszusetzen und hierdurch eine stärkere Marktintegration dieser Anlagen anzureizen. EFET Deutschland begrüßt ebenfalls, dass der Gesetzgeber auf die Einführung von Viertelstundenprodukten im Day-Ahead-Markt der europäischen Strombörsen reagiert und eine Anpassung von hiervon betroffenen Regelungen im EEG angeht. Bei der Umsetzung im konsultierten Gesetzentwurf stellen wir jedoch fest, dass in den Details Unklarheiten und Widersprüche stecken: So könnte die Übergangsregelung zur Abschaffung der Vergütung bei negativen Preisen eher dazu führen, dass diese Anlagen zukünftig geringeren Anreizen ausgesetzt sind, ihre Einspeisung in Zeiten negativer Strommarktpreise zu reduzieren. Damit würde die Regelung dem angestrebten Ziel – eine bessere Markt- und Systemintegration – zuwiderlaufen. Zudem ist die genaue Unterscheidung zwischen Bestands- und Neuanlagen sowie die Berechnung des Monatsmarktwerts nach Einführung der Viertelstundenprodukte in der Day-Ahead-Auktion unklar. Aus Energiehandelssicht muss mindestens die Anpassung der Marktwertberechnung an die 15-Minuten-Granularität zu Beginn eines Kalendermonats erfolgen und für bestehende Anlagen sollte die stündliche Berechnung beibehalten werden. Außerdem schlagen wir eine Lösung vor, damit Speicher nicht länger in ihrer flexiblen Nutzung eingeschränkt werden und ordnen die Anpassungen im EnWG zum Redispatch ein. Die neue Hedging-Verpflichtung sollte im Anwendungsbereich auf Stromlieferanten beschränkt sein und nicht über die unionsrechtliche Vorgabe hinausgehen.

Wir begrüßen die Gelegenheit zur Stellungnahme. Das Anliegen der Bundesregierung, zeitnah zu handeln, ist nachvollziehbar. Dennoch sehen unsere Mitglieder die unverhältnismäßig kurze Frist der Verbändeanhörung sehr kritisch: Zwei Werktage zur Prüfung sehr umfangreicher und materieller Ergänzungen von mehr als 100 Seiten in einem Gesetzentwurf von 288 Seiten wird den Themen

und der Eingriffstiefe der Gesetzesänderungen nicht gerecht. Wir behalten uns daher vor, Ergänzungen zu dieser Stellungnahme zu einem späteren Zeitpunkt abzugeben.

Anmerkungen zu ausgewählten EEG-Themen:

EEG: Weitgehende Abschaffung der Vergütung bei negativen Preisen und Umstellung auf Viertelstunden in der Day-Ahead Auktion lässt wichtige Fragen offen

§ 3 Nr. 42a, § 51, §100 Abs. 45 (Übergangsbestimmungen) EEG-Entwurf

EFET Deutschland begrüßt das Vorhaben, (neue) erneuerbare Energieerzeugungsanlagen den Preissignalen des Strommarkts unmittelbar auszusetzen und hierdurch eine stärkere Marktintegration dieser Anlagen anzureizen. Die Umsetzung dieser Handlungsmaßnahme im ergänzten Referentenentwurf vom 23. Oktober wirft nach unserer Lesart allerdings einige Fragen auf. Der Gesetzestext, insbesondere durch die Beziehung der Regelungen zueinander, ist bei der Formulierung zur Umstellung auf Viertelstunden in der Day-Ahead Auktion (SDAC) unscharf. Das führt zu Unklarheiten und möglichen Diskrepanzen:

- Laut Text der **Übergangsbestimmung** (§ 100 Abs. 45 EEG-E) gilt eine Kalenderstunde als negativ, wenn der Spotmarktpreis für jede Viertelstunde in dieser Stunde negativ ist. Dies hätte den Effekt, dass für bestehende Anlagen die nach dem geänderten EEG als negativ gezählten Stunden gegenüber heute abnehmen würden. Hierdurch verringert sich für diese EE-Anlagen der Anreiz, ihre Einspeisung in Zeiten negativer Strommarktpreise zu reduzieren. Damit würde die Regelung dem angestrebten Ziel – eine bessere Markt- und Systemintegration – zuwiderlaufen.
- Auch die genaue **Unterscheidung zwischen Bestands- und Neuanlagen** ist nicht klar. In Artikel 6 wird die Begriffsbestimmung „Spotmarktpreis“ in § 3 Nr. 42a EEG-E geändert. Durch Artikel 7 werden § 51 Abs. 1 und 2 EEG-E (Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen) neu gefasst und die Definition stellt zukünftig auf Stromviertelstundenkontrakte am Day-Ahead-Markt ab.
- Hiernach würde für alle EE-Anlagen, die nicht unter eine der Bestandsschutzregelungen fallen, für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, sich der anzulegende Wert auf null verringern. Durch den Bezug des neuen § 51 EEG auf die zum 1.1.2025 sich ändernde Definition des Spotmarktpreises, würde bei **Neuanlagen** die Vergütung bei negativen Spotmarktpreisen bereits ab der ersten Viertelstunde entfallen. Das ist eine wesentliche materielle Änderung, die mit extrem kurzem Vorlauf eingeführt wird, ohne das neuen EE-Projekten die Möglichkeit eingeräumt wird, sich angemessen sowohl technisch als auch vertraglich auf

die geänderten Bedingungen einzustellen. Die meisten Direktvermarktungsmengen für 2025 sind bereits vertraglich festgelegt.

EEG: 15-Minuten-Granularität und Marktwertberechnung – wichtige Klarstellungen nötig

Es ist zu begrüßen, dass der Gesetzgeber auf die Einführung von Viertelstundenprodukten im Day-Ahead-Markt der Strombörsen im europäischen Binnenmarkt reagiert und eine Anpassung von hier-von betroffenen Regelungen im EEG angeht. Allerdings werfen die bestehenden Unsicherheiten bei der Einführung von Viertelstundenprodukten im Day-Ahead-Markt weiterhin Fragen auf, was sich im Gesetzesentwurf widerspiegelt. Unklarheiten im Gesetzesentwurf schaffen zudem weitere Unsicherheiten: Wie genau wird der Monatsmarktwert nach Einführung der Viertelstundenprodukte im SDAC berechnet? Wir vermuten, dass dies auf Viertelstundenbasis erfolgen soll. Der Gesetzestext ist hier jedoch unscharf und beschreibt nur die Methodik während der Übergangszeit.

Aus Sicht von EFET Deutschland sind mindestens folgende Aspekte bei der Gesetzesänderung zu berücksichtigen:

- Die **Anpassung der Marktwertberechnung** an die 15-Minuten-Granularität muss **zu Beginn eines Kalendermonats** erfolgen.
- Die Umstellung auf die 15-Minuten-Granularität für die Berechnung des Marktwerts kann sich erheblich auf die Rentabilität bestehender Anlagen auswirken. Diese Änderung kann wirtschaftliche Folgen für bestehende PPA-Verträge haben, weshalb die stündliche Berechnung für bestehende Anlagen während deren Laufzeit beibehalten werden sollte. In der praktischen Umsetzung sollte für diese Anlagen eine Durchschnittsberechnung aus vier viertelstündlichen Preisen erfolgen, statt auf die einzelnen ¼-Stunden abzustellen.

Innovationsausschreibungen: Ausschließlichkeitsprinzip schränkt Speichernutzung ein

§ 19 EEG i.V.m. § 13 Abs.4 InnAusV

Die Nutzung von Flexibilität durch Speicher ist essenziell für eine verbesserte Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Erzeugung. Aktuelle gesetzliche Regelungen zum Ausschließlichkeitsprinzip schränken die Vermarktungsmöglichkeiten von Stromspeichern heute allerdings ein. Der Speicher kann somit weniger flexibel genutzt werden. Der vorgelegte Gesetzesentwurf löst das Problem nicht ausreichend.

Die vorhandene Einschränkung in § 13 Abs. 4 Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) führt dazu, dass für Anlagenkombinationen mit Speichern kein Strom aus dem Netz genutzt werden kann. Das schränkt die Nutzung des Speichers massiv ein. § 13 Abs. 4 InnAusV sollte gestrichen werden.

Zudem sollte ein Wechsel in eine marktliche Vermarktungsform erfolgen können und Anlagen in dieser Zeit auf die Marktprämie aus der InnAusV verzichten und im Gegenzug Strom aus dem Netz laden könnten.

Verordnungsermächtigung zum systemdienlichem Anlagenbetrieb sollte ergebnisoffene Diskussion des Regelungsinhalts erlauben

Die in § 94 EEG-Entwurf vorgesehene Verordnungsermächtigung listet bereits sehr konkret detaillierte Eingriffe auf, welche durch das BMWK in einer Verordnung zu regeln sind. Es wäre von Vorteil, wenn der Inhalt der Regelungen zunächst ergebnisoffen mit den Marktteilnehmern erörtert und anschließend an die Konsultation in einer Verordnung des Ministeriums umgesetzt werden. Die Verordnungsermächtigung sollte daher so formuliert sein, dass sie eine Ausgestaltung der Vorgaben für den systemdienlichen Anlagenbetrieb ohne Vorfestlegungen ermöglicht.

§ 10b Abs. 6 EEG-Entwurf – Kontrolle von Anlagenbetreiberpflichten nicht auf Direktvermarkter abwälzen

Messung und Steuerbarkeit von EE-Anlagen in der Direktvermarktung: § 10b Abs. 6 EEG-E regelt eine neue Verpflichtung für Direktvermarkter, Verstöße von Anlagenbetreibern hinsichtlich der Mess- und Steuerbarkeit ihrer Anlagen anzumahnen bzw. zur Einhaltung der Vorgaben aus § 10b EEG aufzufordern; kommt der Anlagenbetreiber der Aufforderung nicht innerhalb einer definierten Frist nach, ist der Direktvermarkter nach der neuen Norm verpflichtet, dies dem Netzbetreiber mitzuteilen. Grundsätzlich ist es richtig, Kontrollprozesse zur Durchsetzung von Vorgaben und Sanktionen des Netzbetreibers bei Verstößen des Anlagenbetreibers zu etablieren. Fraglich erscheint uns allerdings, ob es angemessen und geeignet ist, hierfür einen Dritten (Direktvermarkter) zu verpflichten.

Anmerkungen zu ausgewählten EnWG-Themen:

§ 5 (4a) EnWG-Entwurf – Risikoabsicherung von Versorgern (Hedging-Verpflichtung)

➤ Anwendungsbereich auf Stromlieferanten beschränken

Der § 5 Abs. 4a EnWG-E (Überwachung der preislichen Absicherung, „Hedging“) zielt auf die Umsetzung von Artikel 18a der novellierten Strombinnenmarkttrichtlinie (EU) 2024/1711 ab. Allerdings geht die Neuregelung im Anwendungsbereich über die bloße Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben hinaus, da nicht nur Strom- sondern auch Erdgaslieferanten einbezogen sind. Im Referentenentwurf wird die geplante Vorgabe an das Merkmal „Energielieferanten“ geknüpft. Diese Definition umfasst gemäß § 3 Nr. 15c EnWG auch Gaslieferanten. Da sich Artikel 18a der

Strombinnenmarktrichtlinie nur auf Stromlieferanten bezieht, sollte das gleiche auch für § 5 Abs. 4a EnWG-E gelten. Dieser sollte also nicht auf „Energielieferanten“, sondern nur auf „Stromlieferanten“ referenzieren.

➤ **Vorlage und Anpassung von Absicherungsstrategien nur in begründeten Ausnahmefällen**

Die Preisabsicherungsstrategie ist ein wichtiges Element kommerzieller Energieversorgungsstrategien und damit Teil des Wettbewerbs zwischen den Marktteilnehmern. Die Anordnung einer preislichen Absicherungsstrategie durch die Bundesnetzagentur würde bedeuten, dass Unternehmen gezwungen werden, ihr kommerzielles Verhalten zu ändern, beispielsweise gewisse Geschäfte abzuschließen oder zu unterlassen. Dies führt zu Unkosten bei den betroffenen Unternehmen sowie zu Wettbewerbsverzerrungen. Aus diesem Grund sollte dieser behördliche Eingriff so gering wie möglich erfolgen und immer eine Ausnahme darstellen. In § 5 Abs. 4a EnWG-E sollte daher klarstellt werden, dass die Überprüfung und eine Anordnung von Preisabsicherungsstrategien durch die BNetzA nur in begründeten Fällen stattfinden sollen.

Die Thematik ist offenbar nur relevant für Haushaltskunden („SLP-Kunden“), von denen nicht anzunehmen ist, dass sie die preisliche Absicherung des Energieversorgers bei der Versorgerwahl berücksichtigen. Andere Kundengruppen (bspw. Industriekunden) agieren hingegen professionell bzw. besser informiert und sollten selbst dafür verantwortlich bleiben, die Verlässlichkeit ihres Stromversorgers zu bewerten. § 5 Abs. 4a EnWG-E sollte daher nur für Lieferungen an Haushaltskunden gelten. Die Begründung deutet bereits darauf hin, dass die Neuregelung lediglich auf Lieferanten von Haushaltskunden abzielt („Konkretisierung, der ohnehin bestehenden Anforderungen an einen leistungsfähigen Energielieferanten nach § 5 EnWG“). Eine entsprechende klare Formulierung direkt im Gesetzestext wäre willkommen.

§ 14 (1a) und (1b) EnWG-Entwurf – Redispatch: Weiterentwicklung nicht aus den Augen verlieren

Eine wesentliche Verbesserung beim Übergang vom Einspeisemanagement zum Redispatch 2.0 war die Verpflichtung der Netzbetreiber, Redispatch Maßnahmen gegenüber dem Einsatzverantwortlichen und dem Lieferanten anzukündigen. Hier gilt es die Prozesse weiter zu verbessern, so dass flächendeckend die Abrufinformationen rechtzeitig kommuniziert werden. Eine schrittweise Einführung des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber im Verteilnetz wird ausdrücklich begrüßt.

Mit der EnWG-Novelle soll nun die Anspruchsgrundlage verändert werden. Bisher hat der Bilanzkreisverantwortliche aufgrund des § 13a EnWG-Anspruch auf bilanziellen Ausgleich. Zukünftig soll mit der EnWG-Novelle der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf angemessene finanzielle Entschädigung gemäß § 14 Abs. 1b EnWG-E erhalten, wenn im Verteilnetz kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber bereitgestellt wird. Wann ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber

bereitgestellt werden soll, soll die Regulierungsbehörde BNetzA festlegen dürfen. So ist die vorgelegte EnWG-Änderung zwar eine Anpassung des Rechts an den Ist-Zustand. Dennoch sollte vermieden werden, dass bereits erreichte Verbesserungen wieder zunichte gemacht werden.

Wenn der Netzbetreiber keinen bilanziellen Ausgleich für die Redispatch-Maßnahme zur Verfügung stellt, entsteht beim BKV ein Preisrisiko. Denn der BKV muss den zuvor veräußerten Strom kurzfristig erneut beschaffen oder muss im schlechtesten Fall Ausgleichsarbeit für die Mindereinspeisung aufgrund der Redispatch-Maßnahme beziehen. Der dadurch beim BKV entstandene Schaden, sollte jedoch in irgendeiner Weise berücksichtigt werden.

In der Frage, ob zukünftig weiterhin der Bilanzkreisverantwortliche direkt entschädigt werden sollte (wie zurzeit über die Geschäftsführung ohne Auftrag, welche die Weiterführung der Übergangslösung im Verteilnetz darstellt) oder ob der Anlagenbetreiber alleiniger Anspruchsberechtigter für den finanziellen Ausgleich sein sollte, dazu gibt es unter den Mitgliedern verschiedene Ansichten.

Einige Mitglieder halten es für sinnvoll, dass der Anlagenbetreiber der alleinige Anspruchsberechtigter für den finanziellen Ausgleich wird. Sie sehen darin den Vorteil, dass Direktvermarkter endlich wieder aus der zwanghaften Rolle des doppelten Abrechners gegenüber Netzbetreiber und Anlagenbetreiber herauskommen. Die Abrechnung zwischen BKV und Netzbetreiber würde entfallen und eine Abrechnung der einzelnen Redispatch-Maßnahmen zwischen BKV und Anlagenbetreiber wäre ebenfalls nicht mehr zwingend notwendig. Ein anderer Teil der Mitglieder lehnt es ab, dass der Anlagenbetreiber als alleiniger Anspruchsberechtigter für den finanziellen Ausgleich gesehen wird. Dies insbesondere deshalb, weil damit die Weiterentwicklungen der finanziellen Abwicklung von Redispatch 2.0 Maßnahmen der letzten Jahre zunichte gemacht würden – es käme einem Rückfall in das alte Einspeisemanagement-Regime gleich, wenn ausschließlich der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber abrechnen würde. Zudem müssten in sehr kurzer Zeit viele vertraglichen Regelungen zur Kompensation der Ausfallarbeit in den Verträgen zwischen Anlagenbetreiber und Vermarktungsunternehmen angepasst werden. Außerdem müssten im Hinblick auf den teilweisen bilanziellen Ausgleich doppelte/parallele Prozesse aufrechterhalten werden. Dies könnte wieder eine Unsicherheit im Markt und einen hohen Umstellungsaufwand mit sich bringen.

Gemeinsames Verständnis aller Mitglieder ist jedoch, unabhängig davon, wer gegenüber dem Netzbetreiber für den finanziellen Ausgleich anspruchsberechtigt ist: Über kurz oder lang sollte der finanzielle Ausgleich mindestens dem anzulegenden Wert, bzw. dem in einem Liefervertrag vertraglich vereinbarten Preis entsprechen. Denn der Anlagenbetreiber hätte diesen Betrag erhalten, wäre keine Redispatch-Maßnahme durchgeführt worden. Darüber müssten zusätzliche Kosten, welche nachweislich zum Beispiel aufgrund der Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen oder zum Ausgleich des Bilanzkreises aufgrund von Redispatch-Maßnahmen entstehen ebenfalls abrechenbar sein.

Darüber hinaus ist die einseitige Nennung von „wirtschaftlichen Vorteilen“ im neu gefassten Absatz 1b im Zusammenhang mit einer Bereitstellung des bilanziellen Ausgleichs durch den BKV nicht nachvollziehbar. Im Gegenteil, es ist nicht erkennbar, an welcher Stelle es überhaupt zu wirtschaftlichen Vorteilen kommen könnte. In der Begründung des Referentenentwurfs (S.85) wird ausgeführt, dass dies im Falle von negativen Preisen oder positivem Redispatch der Fall sein kann. Hierbei wird jedoch die Tatsache vernachlässigt, dass die geredispachtete Anlage eine flexibel einsetzbare Option ist und der Redispatch dem Direktvermarkter/BKV die Chance versagt, die Anlage eigenständig bei negativen Preisen einzusenken oder bei positiven Preisen zu erhöhen, soweit dies als wirtschaftlich angesehen wird. Daher ist Satz 2 aus § 14 Abs. 1b EnWG-E zu streichen.

Gemeinsames Verständnis aller Mitglieder ist außerdem, dass keine Lücke zwischen dem Inkrafttreten der EnWG-Änderung (keine Verpflichtung der VNB zum bilanziellen Ausgleich) und der Festlegung der BNetzA (Möglichkeit zur Verpflichtung einzelner VNB, Anlagenarten oder -größen) auftreten darf. Eine Lücke hätte zur Folge, dass Direktvermarktungsverträge innerhalb kurzer Zeit zweimal auf eine neue Rechtslage angepasst werden müssten.

§ 13I EnWG-Entwurf – Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität

Der Referentenentwurf sieht vor, dass ÜNB eine solche Umrüstung verlangen dürfen. Dies würde bedeuten, dass die Marktmechanismen zugunsten einer Regulierung aufgegeben werden würden. Anstelle von Freiwilligkeit und der Möglichkeit, am Markt teilzunehmen, wenn es technisch möglich ist und es wirtschaftlich sinnvoll erscheint, würde nun ein Zwang in Form einer „Netzreserve light“ regulativ vorgeschrieben.

Von dieser Änderung sollte abgesehen werden und stattdessen die marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen zügig umgesetzt werden.

§ 20b EnWG-Entwurf – Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs

Wir begrüßen die geplante Verpflichtung der Elektrizitätsverteilnetzbetreiber, für den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzzugangs eine gemeinsame und bundesweit einheitliche Internetplattform zu errichten und zu betreiben. Solch eine Plattform hat grundsätzlich das Potential, Netzzugangsprozesse effizienter zu gestalten. Mit den neuen Festlegungskompetenzen hat es die Bundesnetzagentur in der Hand, dieses Potential zu heben.