

Stellungnahme zum geleakten Entwurf der EEG-Novelle Anfang 2026

- Die EEG-Novelle stabilisiert große Projekte über CfDs, löst aber das Problem negativer Strompreise nicht und gefährdet damit Finanzierbarkeit und Ausschreibungsergebnisse.
- Sie bremst kleine Dach-PV, Bürgerenergie und kollektive Beteiligungsmodelle aus - und schwächt damit Akzeptanz, Resilienz und Beteiligung.
- Sie lässt Gewerbe und Industrie - insbesondere den Mittelstand - ohne klare Perspektive auf eine eigene, dezentrale, preislich planbare Energieversorgung.
- Sie führt Resilienzausschreibungen ein, deren praktische Ausgestaltung und Wirkung auf Ausbaupfade und Preise vollkommen unklar ist.

Der geleakte Entwurf zur EEG-Novelle markiert einen energiepolitischen Kurswechsel: Formal werden die Ausbauziele erneuerbarer Energien beibehalten, materiell aber werden zentrale Marktsegmente geschwächt und zentrale Systemfragen nicht gelöst. Besonders kritisch sind aus unserer Sicht:

1. fehlende Lösung für negative Strompreise
2. Nichtbeachtung dezentraler Versorgungskonzepte für Gewerbe und Industrie
3. Unklarheit bei Resilienzausschreibungen
4. Schwächung von Dach-PV, Bürgerenergie und dezentraler Resilienz

Der Bundesgesetzgeber sollte - ergänzend zur EEG-Novelle - einen rechtssicheren, praktikablen Rahmen für „Behind-the-Meter“- und lokale Versorgungsmodelle (Energy Sharing, Kundenanlagen, Areal- und Quartiersnetze) sowie ein risikoadäquates CfD-Design schaffen, welcher zugleich negative Strompreise sinnvoll adressiert, die Netze entlastet und Mittelstand wie Industrie dauerhaft mit erneuerbarem, planbarem Strom versorgt.

Nachfolgend gehen wir auf diese Aspekte ein.

1 Größtes ungelöstes Problem: Negative Strompreise im CfD-Design

Die Einführung produktionsabhängiger CfDs mit Korridor ist zwar grundsätzlich zu begrüßen, denn sie bietet höhere Planbarkeit und Investitionssicherheit für Großprojekte (Wind an Land, große PV) und begrenzt Mitnahmeeffekten in Hochpreisphasen. Dramatisch ist jedoch: Der Entwurf löst das Problem negativer Strompreise nicht – im Gegenteil, er verschärft es für Neuanlagen.

In den kommenden fünf Jahren ist von 15–20 %, teils bis zu 30 % Jahresstunden mit negativen Börsenpreisen für Strom auszugehen. Der aktuelle Vorschlag würde in diesen Zeiten eine faktische Null-Vergütung bedeuten. Das trifft Neuprojekte ausgerechnet in der Phase, in der die Zins- und Tilgungslast am höchsten ist (in den ersten Jahren der Projektfinanzierung). Bankenseitig wird dies mit einem erheblichen Risiko bewertet.

Ein Beispiel zur Einordnung der Größenordnung: Eine Solar-Freiflächen-Anlage mit heutigem Ausschreibungspreis von ca. 4,5 ct/kWh muss künftig das Risiko einpreisen, dass bis zu 30 % der produzierten Energie nicht vergütet werden. Über eine Laufzeit von 20 Jahren entspricht dies einem 22 % Ertragsverlust – was effektiv etwa 1 ct/kWh Mehrvergütung erfordert, um bankfähige Renditen zu halten. Der Ausschreibungspreis im Beispiel müsste also von ungefähr 4,8 auf 5,7 ct/kWh steigen. Bei Wind an Land sind die Effekte etwas geringer, aber immer noch deutlich (z.B. von 8 auf 7,5 ct als effektiver Durchschnittsertrag, wenn negative Stunden nicht vergütet werden).

Die aktuelle Ausgestaltung des CfD-Designs schlägt in dreifacher Hinsicht negativ durch:

1. **Finanzierung:** Höhere Risikoaufschläge, erschwerte Bankability, insbesondere für kleinere und mittlere Projektentwickler.
2. **Förderkosten:** Höhere Ausschreibungspreise, weil das Systemrisiko (negative Stunden) vollständig im CfD-Preis eingepreist wird.
3. **Investitionsdynamik:** Abschreckende Wirkung in einem ohnehin herausfordernden Zinsumfeld.

Korrektur am CfD-Design nötig

Die Erlösabschöpfung sollte erst dann greifen, wenn der aufsummierte CfD-Vergütungsanspruch die Summe der „Nicht-Vergütung“ in negativen Stunden überschreitet. Anders gesagt: Die nicht vergüteten Stunden mit negativen Preisen sollten im CfD-Korridor zunächst als „Gegenkonto“ mitgeführt werden. Erst wenn der kumulierte Markterlös über CfD-Strike-Preis plus Ausgleich der negativen Stunden hinausgeht, setzt die Abschöpfung ein.

Das würde das Risiko für Finanzierer massiv reduzieren, dennoch Mitnahmeeffekte begrenzen und Anreize schaffen, Stromüberschüsse in negativen Stunden sinnvoll nutzbar zu machen (z.B. über Speicher, Power-to-Heat, Power-to-X).

Denn wenn nicht das Netz, sondern der Strommarkt der Engpass ist, dann muss die Priorität sein, vor dem nächsten Engpass mehr Nutzungsmöglichkeiten in genau diesen Stunden zu schaffen, statt die Produktion einseitig abzustrafen.

2 Nichtbeachtung dezentraler Versorgungskonzepte für Gewerbe und Industrie

Gewerbe und Industrie – insbesondere der Mittelstand – erhalten durch die Novelle keine strategische Perspektive, wie sie sich resilient, erneuerbar und preislich planbar versorgen können. Instrumente wie Energy Sharing, Kundenanlagen, Arealnetze und dezentrale Speicherstrategien werden entweder gar nicht oder nur rudimentär adressiert. Damit bleibt ein energie- und industriepolitisches Kernziel unterbelichtet: Standortstabilität durch eigene, erneuerbare Versorgung.

Gerade vor dem Hintergrund aktueller geopolitischer Spannungen ist das ein strategischer Fehler. Wenn fossile Energie geopolitisch abhängig, volatil und knapp ist, besteht die Antwort nicht nur in mehr zentraler, heimischer Erzeugung, sondern auch in mehr dezentraler Souveränität auf Ebene von Standorten, Gewerbegebieten und Clustern.

2.1 Energy Sharing und kollektive Eigenversorgung

Ein Potenzial, das die Novelle nicht nutzt, ist Energy Sharing für KMU und Industrie. EU-Vorgaben zu Erneuerbare Energien Gemeinschaften (RED II/III) legen diese Modelle nahe, in Deutschland sind sie aber bislang nur sehr zurückhaltend umgesetzt. Im Kern geht es um die geteilte Nutzung lokaler Erzeugung (PV, Wind, BHKW, Speicher) in Gewerbegebieten, auf Industriearalen oder Campusstrukturen. Nötig ist, § 42c Absatz 1 EnWG so anzupassen, dass ein Ausschluss bestimmter Akteure, wie größere Unternehmen und Erneuerbare-Energien-Produzenten, vermieden wird. Insbesondere sollten Unternehmen außerhalb der KMU-Grenzen eine Teilnahme ermöglicht werden.

2.2 Kundenanlagen, geschlossene Verteilnetze, Arealnetze

Bereits vorhandene Instrumente werden nicht weiterentwickelt.

- **Kundenanlagen** ermöglichen die lokal gebündelte Versorgung mehrerer Letztverbraucher hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt. Derzeit darf die Entfernung zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher nicht weiter als 5.000 m sein. Diese Begrenzung stellt ein Hindernis für die direkte Stromversorgung der Industrie aus EE-Anlagen dar, obgleich dieser auch die Netzausbaubedarfe und damit die Netzkosten senken und eine effizientere Bewirtschaftung bestehender Netzanschlüsse bei der Industrie ermöglichen würde.
- **Geschlossene Verteilnetze (GVN)**, insbesondere für Chemieparks, Hafensareale, oder andere industrielle Cluster, ermöglichen eigenes Netzmanagement, prognosebasierte Fahrpläne und abgestimmte Integration lokaler Erzeugung. Aufgrund räumlicher Engpässe ist die Einbindung von EE-Anlagen in den Grenzen der GVN oft nicht darstellbar. Um den Status des GVN nicht zu gefährden, müsste klargestellt werden, dass Direktleitungen von EE-Erzeugern außerhalb der Gemarkung des GVN zu Unternehmen innerhalb des GVN zulässig sind.
- **Areal- und Quartiersnetze** sind prädestiniert für gemischte Gebiete (Wohnen + Gewerbe), erlauben eine effiziente Verbindung von Erzeugung, Speicher und Lastmanagement. Hier gälte selbiges wie bei GVN klarzustellen.

Solche Modelle stabilisieren die Versorgungspreise. Unternehmen können über langfristige Investitions- und Lieferstrukturen (interne PPA-ähnliche Konstruktionen) ihre Stromkosten weitgehend von kurzfristigen Großhandelsmarktbewegungen entkoppeln. Die Stromgestehungskosten eines eigenen PV- oder Windparks (Levelized

Cost of Energy, LCOE) sind über 15 bis 25 Jahre relativ stabil kalkulierbar. In einem Arealnetz oder einer Kundenanlage können diese stabilen Erzeugungskosten direkt an die angeschlossenen Verbraucher weitergegeben werden – mit geregelten Umlagen und Netzentgelten, aber deutlich weniger Preisvolatilität als am Spotmarkt.

Die positiven Effekte sind planbare Stromkosten für Unternehmen, bessere Investitionsentscheidungen (z.B. für Elektrifizierung von Prozesswärme, E-Mobilität, Wärmepumpen) sowie geringerer Bedarf an kurzfristigen Ad-hoc-Subventionen in Energiekrisen. Zusätzlich erhöhen sie die Systemdienlichkeit, weil Lasten auf lokale Erzeugung abgestimmt und zeitlich verschoben werden können, und die Standortattraktivität, weil günstige, planbare und grüne Energie ein entscheidender Wettbewerbsfaktor ist.

Die aktuellen Leaks und Entwürfe bleibt jedoch im alten linearen, zentralen Denkmuster: Erzeugung – Übertragungsnetz – Großhandel – Lieferant – Endkunde. Die Potenziale „hinter dem Zähler“ und auf Quartiersebene bleiben ungenutzt.

2.3 Lokale Speicher- und Flexibilitätskonzepte

Um Industriespeicher, Demand-Side-Management (DSM) und lokale Flexibilitätsmärkte aus der Nische zu holen und für die Versorgungssicherheit von Gewerbe und Industrie nutzbar zu machen, schlagen wir folgende Anpassungen vor:

1. **Systemspeicher rechtlich definieren und entlasten:** Einführung einer eigenen Kategorie „Systemspeicher“ im EnWG/EEG mit Befreiung von doppelten Netzentgelten, Umlagen und Abgaben für Speicher, die überwiegend netz- und systemdienlich oder als Bestandteil lokaler Versorgungsmodelle (Kundenanlage, Arealnetz) eingesetzt werden.
2. **Speicher als integralen Bestandteil von Projekten absichern:** Klarstellung, dass Speicher im Rahmen von EEG-Ausschreibungen als Teil von Erzeugungs- oder Arealprojekten miterfasst werden können – ggf. mit einem speicherbezogenen Bonus oder speziellen CfD-Piloten für „Erzeugung + Speicher“.
3. **DSM als systemdienliche Ressource anerkennen:** Verankerung von DSM-Maßnahmen als Netz- und Systemdienstleistung im EnWG mit der Möglichkeit, Flexkapazitäten (kW) und Flexarbeit (kWh) vergütet auszuschreiben.
4. **Lokale Flexibilitätsmärkte umsetzen:** Die BNetzA sollte auf Grundlage von §14c EnWG einen verbindlichen Katalog standardisierter Flex-Produkte vorlegen, einheitliche Mindestanforderungen an Ausschreibungsdesign, Transparenz und Abwicklung für Verteilnetze definieren und eine koordiniert angelegte Pilotphase mit klarer Skalierungsperspektive aufsetzen.

Diese Bausteine würden aus Speicher und Flexibilität nicht nur technische Optionen, sondern wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle machen – und damit genau das leisten, was der Entwurf bislang nicht adressiert: Versorgungssouveränität „von unten“ für Gewerbe und Industrie.

3 Resilienzausschreibungen / Net Zero Industry Act: Unklarheit und Widersprüche

Mit Blick auf die im Net Zero Industry Act (NZIA) vorgesehenen Resilienzausschreibungen ergeben sich erhebliche Fragezeichen. Es ist völlig unklar, auf welcher Höhe die entsprechenden Ausschreibungsmengen und Höchstwerte angesetzt werden sollen. Offen bleibt zudem, ob diese Mengen zusätzlich zu den regulären EEG-Ausschreibungen vergeben werden oder ob sie die „normalen“ Volumina teilweise ersetzen. In der Realität ist ein erheblicher Teil der relevanten Komponenten – etwa Silizium und Dauermagneten – fast vollständig von Importen aus China abhängig. Damit sind die angestrebten Resilienzausschreibungen faktisch in der näheren Zukunft nicht erfüllbar, insbesondere, wenn die Anforderungen stark auf europäische bzw. nicht-chinesische Wertschöpfung abzielen.

Wenn die Resilienzausschreibungen außerdem von den EEG-Ausschreibungsmengen abgezogen werden, besteht das Risiko insgesamt weniger Ausbauvolumen zu erreichen, damit höhere Ausschreibungspreise in den regulären Ausschreibungen zu provozieren und gleichzeitig die angestrebte Resilienz faktisch nicht zu erzielen, weil die geforderten Lieferketten kurzfristig schlicht nicht verfügbar sind.

Hinzu kommt ein politisch heikler Widerspruch: In vielen anderen Wirtschaftsbereichen werden aktuell Nachhaltigkeitsanforderungen und ESG-Pflichten reduziert oder flexibilisiert, um Bürokratie abzubauen und Investitionen anzureizen. Bei den erneuerbaren Energien werden hingegen zusätzliche Anforderungen und Komplexität aufgebaut – etwa über Resilienz- und Nachhaltigkeitsauflagen, die im Zweifel eher bremsen als beschleunigen. Das sendet ein widersprüchliches Signal: Dort, wo der Strukturwandel zu einer klimaneutralen Industrie am dringendsten ist, werden zusätzliche Hürden aufgestellt.

4 Schwächung von Dach-PV, Bürgerenergie und dezentraler Resilienz

Die formale Beibehaltung der Ausbauziele für erneuerbare Energien reicht nicht aus, wenn gleichzeitig genau diejenigen Marktsegmente geschwächt werden, die hohe gesellschaftliche Akzeptanz haben (Dach-PV, Bürgerenergie, Mieterstrom) und dezentrale Resilienz schaffen (Eigen- und Nahversorgung, Diversifizierung der Erzeugerstruktur).

Die geplante Ausgestaltung der Kleinanlagenregelungen ist hier besonders problematisch:

- **Direktvermarktungspflicht für Kleinanlagen**, obwohl passende Dienstleister und standardisierte Produkte für <25 kW kaum existieren,
- **Smart-Meter-Zwang** für Dach-PV vor dem Hintergrund eines faktisch stagnierenden Rollouts (~4 %),
- **Einspeisedeckel** (z.B. max. 50 % der erzeugten Strommenge), der Projekte gezielt unwirtschaftlich macht.

Die politisch vorgetragene Begründung – kleine private PV-Anlagen seien heute häufig wirtschaftlich und bräuchten keine Förderung mehr – greift zu kurz. Denn die Maßnahmen wirken kombiniert wie ein faktisches Stoppsignal für alle Anlagen, die über reinen Eigenverbrauch hinausgehen. Sie treffen insbesondere Mieter, WEGs, Bürgerenergiegenossenschaften und kleinteilig organisierte Projektierer, denen das Know-how und die Skaleneffekte großer Direktvermarkter fehlen. Die Konsequenz wird sein, dass vor allem „Eigenverbrauchs-Inseln“ bei Eigenheimbesitzern weiter wachsen, während kollektive und solidarische Beteiligungsformen am PV-Ausbau ausgebremst werden.

Damit setzt der Entwurf in einer Phase globaler Krisen auf Konzentration statt Diversifizierung: Konzentration von Wertschöpfung und Investitionsmacht bei großen Unternehmen, Reduktion der breiten Bürgerbeteiligung und Schwächung dezentraler Resilienzstrukturen.