BNW
Bundesverband
Nachhaltige
Wirtschaft e.V.

Wettbewerb und Eigentümervielfalt in der Energiewende

Wem gehört der künftige Strommarkt?

Berlin, 29.09.2026

In der Debatte um EEG 2027, Netzanschlusspaket und StromVKG geht es um Tempo, Kosten und um den Streit zwischen fossilen und erneuerbaren Energien. Zu kurz kommt jedoch eine Frage, die für die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts ebenso entscheidend ist: Wem gehört der Markt, der hier neu geordnet wird? Die Energiewende hat den früher streng in wenigen Händen organisierten Strommarkt für viele geöffnet – Stadtwerke, Genossenschaften, Handwerk, Mittelstand und Millionen Menschen, die selbst Strom erzeugen und durch digitale, flexible Stromnutzung zu eigenständigen Marktakteuren werden. Die aktuellen Regierungsvorhaben bedeuten hier aber eine Rolle rückwärts: Marktmacht wandert zu Großakteuren und Monopolisten wie den Netzbetreibern, die Risiken hingegen zu den oft mittelständisch geprägten Projektierern. Neue Zugangshürden entstehen dort, wo Fixkosten und Ermessensspielräume größenblind wirken. Betroffen ist auch die Abnehmerseite: Der Entwurf des EEG 2027 erschwert Stromlieferverträge für den Mittelstand, gleichzeitig bremsen uneinheitliche, langsame Netzanschlussprozesse genau die Betriebe aus, die in Elektrifizierung, Speicher, Ladeinfrastruktur oder Wärmepumpen investieren wollen. Der BNW unterstützt Marktintegration, Systemdienlichkeit und Kosteneffizienz. Wir wenden uns allerdings klar gegen eine Ausgestaltung, die diese Ziele so umsetzt, dass am Ende weniger Akteure, weniger Wettbewerb und weniger Innovation stehen.

Kernforderungen

- Netzrisiken systemdienlich statt nach Bilanzstärke verteilen
- Stromlieferverträge für den Mittelstand ab dem ersten Betriebstag ermöglichen
- Aufdachsegment erhalten und Direktvermarktungspflicht an Massengeschäftstauglichkeit koppeln
- Doppelnutzung als Innovationssegment und Einnahmequelle erhalten
- Netzzugang bundeseinheitlich regeln und im Verteilnetzpaket verankern
- Netzentgelte an der tatsächlichen Netzwirkung ausrichten
- Kapazitätsmarkt wettbewerblich öffnen
- Eigentümerstruktur des Zubaus auswerten: Konzentration muss sichtbar werden

1. Netzrisiken systemdienlich statt nach Bilanzstärke verteilen

Jede Regel, die zusätzlichen Eigenkapitalbedarf erzeugt, wirkt als Größenfilter und Finanzierungshindernis. Genau das leistet der Redispatch-Vorbehalt. In kapazitätslimitierten Netzgebieten sollen Betreiber neuer Anlagen für bis zu 20 Prozent ihrer Jahreserzeugung auf die Entschädigung für netzbedingte Abregelungen verzichten. Weil die Ausweisung jährlich anhand der Abregelung des Vorjahres erfolgt, kann heute niemand verlässlich wissen, ob ein Projekt, das jetzt geplant wird, bei Inbetriebnahme in einem solchen Gebiet liegen wird. Ein Ertragsanteil, der ohne eigenes Verschulden entschädigungslos entfallen kann und dessen Eintritt vom künftigen Verhalten Dritter abhängt, ist ein Finanzierungshindernis. Die Wirkung ist ungleich verteilt: Wer bundesweit ein Projektportfolio hält, kann Ausfälle so über eine Mischkalkulation tragen oder einzelne Projekte gar ganz streichen. Wer regional gebunden ist und nur wenige Projekte umsetzt

– Genossenschaften, Stadtwerke, mittelständische Betreiber – muss das gesamte Risiko ins jeweilige Projekt einkalkulieren und es im Zweifelsfall absagen. So bremst der Redispatchvorbehalt nicht nur die Energiewende, sondern auch den Wettbewerb im Energiesektor.

Hinzu kommt ein Priorisierungsverfahren, in dem Netzbetreiber Anschlussbegehren nach eigenen Kriterien vorziehen oder zurückstellen und die Reservierungsverfahren weitgehend selbst ausgestalten. Damit entscheidet künftig ein zwar regulierter, aber gewinnorientierter Marktteilnehmer darüber, welche Projekte wann ans Netz kommen. Die Netzbetreiber tragen dabei keinerlei wirtschaftliches Risiko für Verzögerungen, während Projektierer bei verspätetem Anschluss erhebliche Einnahmeverluste erleiden. Die Ursachen der Engpässe liegen zu großen Teilen bei den Netzbetreibern selbst: lange Bearbeitungszeiten, uneinheitliche Verfahren und fehlende Informationen. Ihnen dafür zusätzliche Ablehnungsmöglichkeiten einzuräumen, während die wirtschaftlichen Folgen bei den Projektierern liegen, kehrt die Verantwortung um.

Der BNW fordert, den Redispatch-Vorbehalt zu streichen und Netzdienlichkeit über Instrumente zu erreichen, die den Betreiber für seinen Beitrag bezahlen: regional differenzierte Baukostenzuschüsse, eine systemdienlich am Netzverknüpfungspunkt bemessene Anschlussleistung, die Einspeiseprofile und die Überbauung von Netzanschlüssen mit Speichern anrechnet, sowie einen gesetzlichen Anspruch auf flexible Netznutzung. Die Priorisierungskriterien müssen bundeseinheitlich, transparent und überprüfbar sein.

2. Stromlieferverträge für den Mittelstand ab dem ersten Betriebstag ermöglichen

Die mit dem Refinanzierungsbeitrag nach § 21d angelegte Abschöpfungsregelung zielt auf ein zweiseitiges CfD-Modell. Ein solches Modell ist sinnvoll, wenn es Investitionssicherheit schafft, Marktintegration stärkt und administrativ einfach bleibt. Entscheidend ist die Ausgestaltung: Sie darf keine zusätzlichen Finanzierungs- und Betriebsrisiken erzeugen und die Vermarktungsoptionen nicht unnötig verengen. Die Abschöpfung bemisst sich am technologiespezifischen Jahresmarktwert statt am tatsächlich erzielten Erlös. Wer unterhalb dieses Referenzwerts den erzeugten Strom verkauft, zahlt Abschöpfung auf Erlöse, die er nie eingenommen hat. Am härtesten trifft das den Mittelstand. Langfristige Stromlieferverträge setzen Bonitätsnachweise voraus, an denen auch wirtschaftlich gesunde mittelständische Unternehmen scheitern, während Konzerne mit externem Rating problemlos abschließen. Die EEG-Absicherung war für den Mittelstand der Bonitätsersatz: Nicht das Rating des Abnehmers, sondern der Förderanspruch sicherte die Bankfinanzierung ab und schließt damit genau diesen Weg einer PPA-Abnahme. Künftig beendet nur der einmalige, unwiderrufliche Förderverzicht die Zahlungspflicht. Erklärt werden kann dieser Verzicht zudem nur in den ersten zehn Jahren nach Inbetriebnahme, also in einem Zeitraum, in dem die Fremdkapitalquoten noch hoch sind und finanzierende Banken einem Ausstieg aus der Förderung in aller Regel nicht zustimmen werden. Was für Großabnehmer eine Option unter mehreren ist, war für den Mittelstand die einzige Möglichkeit für einen preisstabilen Strombezug aus Erneuerbaren Energien übers Netz – fällt sie weg, verliert er die langfristige Preisabsicherung, während Entlastungen bei Stromsteuer, Netzentgelten und Industriestrompreis ohnehin bisher überwiegend bei der Großindustrie ankommen.

Gleichzeitig wird die im Koalitionsvertrag vereinbarte Verbesserung von Direktbelieferung weiterhin nicht angegangen, obwohl solche Vermarktungsoptionen nicht nur genau den energiepolitischen Zielen von Schwarz-Rot entsprechen, sondern diese auch ein Baustein für eine günstigere Energieversorgung für die Wirtschaft sein könnten.

Der BNW fordert, Stromlieferverträge mit erneuerbaren Anlagen über das Netz für den Mittelstand ab dem ersten Betriebstag zu ermöglichen: Starter-PPAs müssen wie heute im EEG auch im CfD-Modell zulässig sein, ergänzt um eine Opt-in-Regelung zur Opt-out-Systematik des § 21e und einen Marktwertkorridor, der die Abschöpfung erst oberhalb eines Toleranzbereichs auslöst. Eigenverbrauch, Speicherintegration und

netzdienliche Fahrweisen dürfen dabei nicht systematisch benachteiligt werden. Im Gegenteil bräuchte es noch Verbesserungen für Direktlieferungsmöglichkeiten wie etwa die Streichung der bisher vorausgesetzten räumlichen Nähe, um die Nutzung von Erneuerbaren Energien vor dem Netzverknüpfungspunkt voranzubringen.

3. Aufdachsegment erhalten und Direktvermarktungspflicht an Massengeschäftstauglichkeit koppeln

Die Bundesregierung macht im Kabinettsentwurf zum EEG 2027 selbst deutlich, dass sie den Solarzubau stärker in Richtung Großanlagen verschieben und sich von der hälftigen Aufteilung von Dach- und Freiflächenanlagen lösen will. Die Erhöhung der Ausschreibungsmengen für Freiflächenanlagen begrüßt der BNW zwar, aber diese sollten nicht mit einer Schwächung des Aufdachsegments einhergehen. Denn gerade Dachanlagen sind ein wichtiger Treiber für mehr Akteursvielfalt und Teilhabe bei der Energieversorgung. Das gilt nicht nur für die Besitzer der Solaranlagen, sondern auch für die Vielzahl an Installateur-Betrieben, für Lösungsanbieter im Speicher- oder Energiemanagementbereich und für innovative Vermarktungsunternehmen.

Der Entwurf schafft die feste Einspeisevergütung für ab 2027 installierte PV-Anlagen bis 100 kWp ab und macht die Direktvermarktung schrittweise verpflichtend. Das Ziel der Marktintegration teilt der BNW, die Reihenfolge ist das Problem. Solange der Markt für Kleinanlagenvermarktung nicht massengeschäftstauglich ist, trifft die Pflicht kleine Betreiber als Kostenrisiko, während größere Portfolios die Vermarktungsfixkosten über die Menge verteilen. Betroffen sind auch Mieterstromprojekte, die häufig aus mehreren kleineren Anlagen bestehen. Kommen Vergütungswegfall und Direktvermarktungspflicht wie vorgesehen, ist der Mieterstromzuschlag entsprechend zu erhöhen. Der BNW fordert, die geförderte Direktvermarktung für Kleinanlagen beizubehalten und die Beweislast umzukehren: Nach § 85 Absatz 2 Nummer 2a EEG 2027 darf die Bundesnetzagentur die Übergangsphase verlängern, wenn die Marktreife fehlt. Stattdessen sollte sie die Übergangsphase erst beenden dürfen, wenn sie die Marktreife anhand transparenter Kriterien festgestellt hat. Außerdem braucht es Fristen und Standardprozesse für Netzbetreiber und Messstellenbetreiber beim Zugang zur Kleinanlagenvermarktung, einschließlich Schadensersatzanspruch bei verspätetem Marktzugang.

4. Doppelnutzung als Innovationssegment und Einnahmequelle erhalten

Das erst 2024 eingeführte Ausschreibungs-Untersegment für besondere Solaranlagen nach § 37d EEG wird gestrichen, samt des dafür geltenden abweichenden Höchstwerts – noch bevor es ein einziges Mal angewendet wurde, weil die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission ausblieb. Einen Zuschlag von 0,5 ct/kWh erhalten künftig nur noch Agri-PV und Moor-PV; Parkplatz-PV und schwimmende Anlagen verlieren jede Sonderstellung. Das ist zugleich ein Förder- und ein Innovationsverlust. Doppelnutzungskonzepte stehen am Anfang ihrer Lernkurve und tragen höhere Planungs-, Bau- und Betriebskosten als eine kostenoptimierte Anlage auf der grünen Wiese. Ein eigenes Segment war genau dafür da. Wer diese Technologien vor Erreichen der Skaleneffekte in den direkten Preiswettbewerb mit der Standardlösung stellt, beendet ihre Entwicklung – und verschenkt ökonomische Potenziale über Parkplätzen, Gewässern, Mooren und Agrarflächen, die keine Nutzungskonkurrenz auslösen. Ein Zuschlag von 0,5 ct/kWh gleicht die Mehrkosten nicht aus. Der BNW fordert, das Untersegment einschließlich eines eigenen Höchstwerts zu erhalten und Parkplatz- sowie Floating-PV weiter einzubeziehen.

5. Netzzugang bundeseinheitlich regeln und im Verteilnetzpaket verankern

Der Koalitionsausschuss hat im Juli 2026 ein Verteilnetzpaket angekündigt. Für mittelständische Betriebe ist der Verteilnetzbetreiber der Engpass: beim Anschluss der Dachanlage, bei der Lasterhöhung für Wärmepumpen sowie elektrifizierte Prozesswärme und -kälte, beim Gewerbespeicher und bei der Ladeinfrastruktur für die Fahrzeugflotte. Netzanschlussverfahren sind bei zahlreichen Verteilnetzbetreibern zu langsam, zu wenig transparent und nicht ausreichend standardisiert. Der BNW fordert daher verbindliche Qualitäts-, Fristen- und Transparenzstandards für Verteilnetzbetreiber mit wirksamen Sanktionen bei Pflichtverletzungen, sowie die für Industriebetriebe angekündigte Anschlussgarantie auch für mittelständische Projekte. Digitale, standardisierte und maschinenlesbare Anschlussprozesse für kleine und mittlere Erzeuger-, Speicher- und Lastprojekte. Und Kapazitätstransparenz bis auf Umspannwerksebene, damit Standortentscheidungen im ersten Schritt ohne individuelle Verhandlung möglich werden. Hinzu braucht es die praktische Nutzbarkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen: Betriebe, die ihren Anschluss über Eigenerzeugung und Speicher kleiner dimensionieren können, brauchen standardisierte Angebote zu transparenten Bedingungen. Nur so wird die Energiewende zum Wettbewerbsvorteil für alle Akteure.

6. Netzentgelte an der tatsächlichen Netzwirkung ausrichten

Die Netzentgeltreform AgNes entscheidet mit darüber, ob die Energiewende in vielen Händen bleibt. Der Entwurf der Bundesnetzagentur sieht ab 2029 für Prosumer in der Niederspannung einen Aufschlag von 70 bis 90 Prozent auf den Grundpreis vor, unabhängig von Anlagengröße und Netzwirkung, bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sogar je Wohnung. Das verteuert gerade die kleinen und gemeinschaftlichen Modelle, mit denen Haushalte, Mietende und Mittelstand selbst Teil des Strommarkts werden. Der BNW fordert, auf den pauschalen Aufschlag zu verzichten, Netzkosten an der tatsächlichen Netzwirkung auszurichten und lokal geteilten Strom im Energy Sharing über reduzierte Netzentgelte anzureizen. Zudem sollte die Bundesnetzagentur die angekündigten Leitlinien für flexible Netzanschlussvereinbarungen zügig konkretisieren, mit Leitplanken für zulässige Restriktionen, transparenten Vergabekriterien und klaren Regeln zur Kompensation.

7. Kapazitätsmarkt wettbewerblich öffnen

Das Bundeskartellamt hat eine Obergrenze von zehn Prozent der ausgeschriebenen Kapazität je Bieter gefordert, um der bestehenden Marktmacht im Stromerstabsatzmarkt entgegenzuwirken. Das beschlossene Gesetz der Bundesregierung enthält allerdings keinerlei Instrumente, gegen eine drohende Marktmachtkonzentration im neuen Kapazitätsmarkt. Kritisch ist zudem, dass eine Netzanschlusszusage bereits zur Bewerbung angefordert wird, dass bestehende Kraftwerksstandorte bevorzugt werden, sowie dass Speicher nach nur drei Stunden Pause erneut zehn Stunden lang liefern können müssen – eine Anforderung, die nur mit einem weit überdimensionierten Netzanschluss erfüllbar ist und Speicher faktisch ausschließt. Der Kapazitätsmarkt legt die Struktur der gesicherten Leistung für 15 Jahre fest. Ohne Zuschlagslimitierung und mit auf Gaskraftwerke technologiespezifisch zugeschnittenen Anforderungen schreibt er die Marktstruktur fest, die er absichern soll. Der BNW fordert die Zuschlagslimitierung von höchstens zehn Prozent je Bieter, den Verzicht auf die Netzanschlusszusage als Teilnahmevoraussetzung und Anforderungen an Langzeitkapazitäten, die Speicher, Pools und flexible Lasten diskriminierungsfrei zulassen.

8. Eigentümerstruktur des Zubaus auswerten: Konzentration muss sichtbar werden

Eigentümervielfalt ist die Voraussetzung dafür, dass die Kosteneffizienz, die alle drei Gesetzentwürfe als Ziel ausgeben, überhaupt zustande kommt. Die Monopolkommission hält für den Energiesektor fest, dass

hohe Marktkonzentration mit höheren Preisen einhergeht.[1] Systematisch und regelmäßig erhoben wird diese Entwicklung bislang nicht. Eine laufende Statistik zur Eigentümerstruktur des Marktes für erneuerbare Energien existiert nicht, die letzte breite Erhebung bildet den Stand 2019 ab. Statt diese Lücke zu schließen, dünnt der EEG Entwurf die Datenlage weiter aus und streicht den jährlichen Bericht der Bundesnetzagentur zur Bürgerenergie. Damit entfällt ausgerechnet das Instrument, das Verschiebungen in der Akteursstruktur sichtbar machen würde. Der BNW fordert den Bericht zu erhalten und um eine Auswertung der Eigentümer- und Anbieterstruktur des jährlichen Zubaus auf Grundlage des Marktstammdatenregisters zu ergänzen, ohne zusätzliche Berichtspflichten für Unternehmen. Wer Kosteneffizienz zum Maßstab macht, muss auch messen, was sie kostet.

Fazit: Aus vielen Einzelregelungen wird eine Strukturentscheidung

Die Energiewende ist ein Erfolg, weil sie Investitionen aus der ganzen Wirtschaft und Gesellschaft mobilisiert hat, nicht nur aus den Kassen weniger Konzerne. Diese Entwicklungen sind gefährdet. Wer Abregelungsrisiken denen aufbürdet, die sie nicht über viele Standorte ausgleichen können, drängt regionale Erzeuger aus dem Markt und mit jedem Anbieter weniger sinkt der Wettbewerbsdruck, der Preise senkt (1). Wer Stromlieferverträge nur noch für industrielle Abnehmer zulässt, nimmt dem Mittelstand die einzige Möglichkeit, sich langfristig günstig mit erneuerbarem Strom zu versorgen (2). Wer Kleinanlagen in eine Vermarktung zwingt, die es noch nicht gibt, baut ausgerechnet denen Hürden auf, die vorangehen: Privatpersonen und Betrieben, die sich mit einer eigenen Anlage günstig und unabhängig versorgen wollen (3). Wer Doppelnutzung auf Parkplätzen, Gewässern und Agrarflächen dem Preiswettbewerb aussetzt, bevor sie skalieren konnte, verliert ein Innovationsfeld und die Märkte, die daraus entstehen (4). Wer Netzanschlüsse ins Ermessen einzelner Netzbetreiber stellt, bremst Betriebe aus, die auf Prozesswärme, Speicher und Ladeinfrastruktur umstellen wollen – und damit die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts (5). Wer Netzentgelte pauschal erhebt, belastet gerade Haushalte, Mietende und Betriebe, die selbst in die Energiewende investieren (6). Und wer den Kapazitätsmarkt über technische Vorgaben so zuschneidet, dass Speicher und flexible Lasten faktisch nicht mitbieten können, schließt offenen Wettbewerb für fünfzehn Jahre aus (7). Vielfalt ist deshalb kein Ausgleichsanliegen, sondern die Voraussetzung dafür, dass Strom günstig wird und die Wertschöpfung dort ankommt, wo Menschen leben und arbeiten: in den Kommunen und im Mittelstand. Wie viele den Markt tragen, ist keine Naturgegebenheit, sondern das Ergebnis politischer Entscheidungen, die jetzt getroffen werden. Wird der Kreis der Akteure enger, verschwindet der Wettbewerb, der die Preise drückt, und die Energiewende wird teurer als nötig. Wer die Eigentumsfrage nicht stellt, entscheidet sie trotzdem, nur unbeabsichtigt. Deshalb muss sie sichtbar werden (8).

Kontakt
Bundesverband Nachhaltige Wirtschaft e.V.

Konstantin Litke
Leiter Politik und Kommunikation
litke@bnw-bundesverband.de

Joshua Kimmerle
Referent für Energie und Ernährungswirtschaft
kimmerle@bnw-bundesverband.de

[1] Monopolkommission (2025). Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem 10. Sektorgutachten Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, abrufbar unter: https://www.monopolkommission.de/publikationen/energie/sektorgutachten/energie-2025-wettbewerb-und-effizienz-fuer-ein-zukunftsfaehiges-energiesystem#c499 (letzter Zugriff: 28.08.2026).