

Aachen, den 22.07.2026

Stellungnahme des Solarenergie-Förderverein Deutschland zum

**“Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts  
zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie  
zur Verbesserung des Netzananschlussverfahrens” vom 16.07.2026**

Der vorliegende Entwurf des Netzpakets der Bundesregierung greift fundamentale und bewährte Grundprinzipien des Netzan Anschlusses und der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) an. Insbesondere der Einspeisevorrang sowie das verlässliche Netzan Anschlussregime stehen durch die geplanten Neuregelungen zur Disposition. Zahlreiche Regelungen gefährden die Planungs- und Finanzierungssicherheit privater Investitionen, die die Energiewende vor Ort maßgeblich tragen und gestalten. Eine erfolgreiche, transparente und pragmatische Umsetzung der Energiewende kann jedoch nur gelingen, wenn der Gesetzgeber langfristige Investitionssicherheit garantiert.

Der aktuelle Gesetzentwurf adressiert die jahrelangen Versäumnisse bei Netzausbau, Flexibilisierung und Digitalisierung nicht an der Wurzel. Statt Anreize für eine zukunftsfähige Netzinfrastruktur zu schaffen, stärkt die Bundesregierung primär die Handlungsspielräume der über 800 Verteilnetzbetreiber: Diese erhalten weitere Instrumente, um Engpässen lediglich symptomatisch durch Netzan Anschlussabsagen oder verringerte Ausgleichszahlungen zu begegnen. Dies entlastet die Netzbetreiber einseitig von der Dringlichkeit, den gebotenen Netzausbau und die Systemflexibilisierung konsequent voranzutreiben. Künftig hängt es maßgeblich von der Einschätzung des Netzbetreibers ab, ob der Anschluss, die Abnahme und damit auch die Vergütungszahlungen des

EE-Stroms verlässlich sichergestellt sind. Durch diese Gewichtsverschiebung auf die Synchronisierung des Netzes und die Verlagerung der Risiken auf Anlagenbetreibende geraten Erneuerbare-Energien-Projekte, insbesondere aber die dezentrale Bürgerenergie und lokale, gemeinschaftlich getragene Initiativen, strukturell ins Hintertreffen.

Unsere Stellungnahme hebt einige zentrale Kernpunkte der geplanten Neuregelungen hervor. Aufgrund der kurzen Frist können wir das komplexe Zusammenspiel der energiewirtschaftlichen Vorgaben allerdings nicht in der notwendigen Tiefe analysieren.

## Zentrale Kritikpunkte

### a) **Bundesweite Vereinheitlichung von Verfahren: Festlegungskompetenz der Netzbetreiber (§ 14e Absatz 2 EnWG)**

Der SFV begrüßt grundsätzlich die vorgesehenen Modernisierungs- und Digitalisierungsschritte wie die Einführung einer gemeinsamen digitalen Internetplattform ab 2028 (§ 14e EnWG-E), verpflichtende Auskunftstools über verfügbare Kapazitäten ab 135 kW auf Mittel- und Hochspannungsebene sowie feste Dreimonatsfristen für Rückmeldungen zum Bearbeitungsstand von Anschlussbegehren (§ 17e EnWG-E).

Gleichzeitig enthält der Entwurf strukturelle Defizite. Der vorliegende Gesetzesentwurf sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber künftig individuelle Verfahren für Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchseinrichtungen festlegen können. Eine bundesweite Vereinheitlichung ist nicht vorgesehen. Der drohende Flickenteppich aus über 800 unterschiedlichen Verfahren legt insbesondere ressourcenschwächeren Privatinvestor:innen und Bürgerenergiegesellschaften erhebliche Steine in den Weg.

Während Übertragungsnetzbetreiber bis Anfang 2027 gemeinsame, transparente Verfahren zur Bestätigung durch die Bundesnetzagentur entwickeln und Anschlüsse bei Engpässen von flexiblen Vereinbarungen oder Priorisierungskriterien abhängig machen müssen, obliegt die Festlegung von Regeln – etwa zu Reservierungsgebühren oder Kapazitätsversteigerungen – im Verteilnetz den jeweiligen Netzbetreibern selbst. Zudem greifen auch die geplanten Transparenzmaßnahmen zu kurz, da die Niederspannungsebene von den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber ausgenommen bleibt. Die weit gefassten Ermessensspielräume der Netzbetreiber erzeugten Rechtsunsicherheit.

Wir fordern deshalb eine konsequente Standardisierung und Digitalisierung aller Anschlussbegehren über sämtliche Spannungsebenen hinweg. Die Digitalisierung muss den gesamten Netzanschlussprozess durchgängig bis zur Inbetriebnahme abdecken. Damit dies verlässlich funktioniert, braucht es verbindliche gesetzliche Fristen sowie Pönalen bei Verzögerungen. Entscheidend ist dabei die Reihenfolge: Standardisierung vor Digitalisierung. Die Digitalisierung von mehr als 800 individuellen Bearbeitungsprozessen ohne einheitliche Vorgaben wäre ineffizient, extrem aufwändig und verursacht unnötige Kosten.

Veröffentlichungspflichten und Auskunftstools, die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung haben, müssen zwingend auch für die Niederspannung gelten. Neben der Verankerung von Sanktionen im Falle von Verzögerungen bei der Bearbeitung von Netzanschlussbegehren muss das sogenannte NOXA-Prinzip umgesetzt werden: Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, zuerst alle Optimierungs- und Flexibilitätspotenziale auszuschöpfen, die der Verstärkung und dem Netzausbau vorgeschaltet werden müssen. Final kann dies auf Grund der Komplexität der Arbeiten allenfalls dazu führen, dass Anschlüsse kurzzeitig verweigert oder teilweise eingeschränkt werden. Flexible Netzanschlussvereinbarungen sollten dringend standardisiert werden, um bundesweit gleiche Anforderungen an Verträge mit Anlagenbetreibern festzuschreiben. Die Transparenz- und Pflichtenstandards gemäß § 17a Abs. 1 und 2 EnWG-E müssen rasch vom Höchst- und Hochspannungsnetz der Übertragungsnetzbetreiber auf das Mittel- und Niederspannungsnetz der Verteilnetzbetreiber ausgeweitet werden, um auch dort Anschlüsse von EE-Anlagen und Letztverbrauchern zu vereinheitlichen.

#### **Unsere Forderungen:**

- **Standardisierung und Digitalisierung:** Konsequente Standardisierung und Digitalisierung aller Netzanschlussbegehren über sämtliche Spannungsebenen hinweg.
- **Bundesweit einheitlicher Anforderungen an Verträge für flexible Netzanschlussvereinbarungen:** gesetzlich verankern
- **Ausweitung der Transparenz auf die Niederspannung:** Ausweitung der Veröffentlichungspflichten bezüglich Netzkapazitäten auf der Niederspannungsebene.
- **Verpflichtende Bereitstellung von Auskunftstools auch für die Niederspannung:** Standardisierung und Transparenz entsprechend § 8 Abs. 7 EEG 2023 zur Digitalisierung und Vereinheitlichung des Netzanschlusses
- **Qualitäts- und Fristensicherung:** Einführung wirksamer Sanktionen bei Verzögerungen durch Netzbetreiber.

- **Verbindliche Anwendung des NOXVA-Prinzips:** Gesetzliche Pflicht für Netzbetreiber, zuerst alle Optimierungs- und Flexibilitätspotenziale auszuschöpfen, bevor Verstärkung oder Ausbau erfolgen. Einschränkungen oder Verweigerungen von Anschlüssen dürfen allenfalls eine kurzzeitige und nachgelagerte Notlösung sein.

## **b) Kapazitätslimitierte Netzgebiete und Redispatch-Vorbehalt**

Die geplante Einführung kapazitätslimitierter Netzgebiete hebt den bisherigen Rechtsanspruch auf einen unverzüglichen Netzanschluss und Netzausbau faktisch aus. Der SFV lehnt diese Herangehensweise ab.

Im Detail soll die technisch mögliche Einspeisung unterbunden werden, wenn im Vorjahr die Wirkleistungserzeugung der unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen nach Maßgabe von § 13a Absatz 1 um insgesamt mehr als fünf Prozent reduziert wurde. Netzbetreiber sollen dann das Recht bekommen, dieses Gebiet für bis zu sechs Jahre als limitiert auszuweisen. Die gesetzliche Pflicht zum sofortigen Netzausbau erlischt in diesem Fall. Auch der im neuen Entwurf festgeschriebene Schwellenwert von 5 % dürfte nach Einschätzung von Experten voraussichtlich den Großteil Deutschlands erfassen. Allerdings besteht eine gravierende Transparenzlücke: Es fehlen verlässliche Daten darüber, welche Netzgebiete tatsächlich betroffen wären. Da ausschließlich die Netzbetreiber über diese Informationen verfügen, wird die wirtschaftliche Machbarkeit von EE-Projekten für Entwickler und Betreiber völlig unkalkulierbar.

Innerhalb dieser kapazitätslimitierten Netzgebiete haben Investor:innen keinen Netzanschlussanspruch für neu angebundene EE-Anlagen gemäß § 8 EEG. Der zuständige Netzbetreiber muss allerdings ein Vertragsangebot vorlegen, welches den Entfall des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG festlegt. Die Reduzierung des Entschädigungsanspruchs soll auf 10 bis 20 Prozent der Jahresstromerzeugung begrenzt werden, wobei die genaue Prozentzahl im aktuellen Gesetzentwurf noch offen ist.

Diese Regelung kann zwar als pragmatischer Ansatz verstanden werden, dem aktuellen Netzausbau- und Anschluss-Stau zu begegnen. Bislang lag das Risiko von Netzengpässen verursachergerecht beim Netzbetreiber. Er musste bei Abregelungen (Redispatch) vollen finanziellen Ausgleich zahlen. Nun wird ein Teil dieses Risikos (10 - 20 % des Jahresertrags) auf den Betreiber abgewälzt, obwohl dieser keinen Einfluss auf die Netzplanung oder den zögerlichen Netzausbau hat. Die im Gesetz verankerte Pflicht des Netzbetreibers zur unverzüglichen Netzoptimierung und Netzverstärkung sowie zum Netzausbau

nach § 12 (1) EEG wird regelmäßig untergraben, weil argumentiert wird, dass die unverzüglich zu erfüllende Aufgabe nach § 12 (3) EEG auf Grund von nicht verfügbarer Technik, Personalmangel oder zu hohen Kosten unzumutbar wäre. Eine von der Bundesregierung begleitete vorausschauende Bedarfsplanung, die sich an einer umfassenden Energiewende im Verteilnetz orientiert, könnte Ressourcen sparen und die Netze zielgerichtet für die Zukunft fit machen.

Für Anlagenbetreiber bedeutet dies einen massiven Verlust an Planungssicherheit, da sowohl der Netzanschluss selbst als auch potenzielle finanzielle Ausfälle völlig ungewiss werden. Wenn Jahreserlöse bis zu 20 % entschädigungslos wegfallen, werden Investitionen schlichtweg unwirtschaftlich. Auch Banken bewerten dies als Ertragsrisiko. Das führt zu erschwerten Kreditvergaben, höheren Zinsen oder höheren geforderten Eigenkapitalquoten, was die Gesamtkosten für neue Projekte verteuert.

Zudem greift die Regelung strategisch zu kurz, da Wind- und Solaranlagen lediglich rechnerisch addiert werden, anstatt ihre technologischen Synergien im Netzbetrieb konstruktiv zu betrachten. Auch der Wirkung von netzgesteuerten Batteriesystemen, der zunehmenden Nutzung dynamischer Strompreise oder der netzentlastenden Wirkung von Energy Sharing werden vom Gesetzgeber in diesem Zusammenhang keine besondere Bedeutung zugemessen.

Für die Energiewende insgesamt fatal ist der entstehende Fehlanreiz: Wenn Netzbetreiber Abregelungen bis zu dieser Grenze entschädigungslos durchführen können, sinkt für sie der finanzielle Druck, den Netzausbau in den betroffenen Regionen zügig voranzutreiben. Sie können sich über sechs Jahre hinweg der Ausbaupflicht des Netzes entziehen.

Ein Netzanschluss darf von Netzbetreibern nur dann verweigert werden, wenn am konkreten Netzverknüpfungspunkt ein nachweisbarer und ihnen zurechenbarer Netzengpass vorliegt. Zudem darf die Beseitigung dieses Engpasses nur unter unzumutbaren, unverhältnismäßig hohen oder technisch nicht zeitnah umsetzbaren Netzausbaumaßnahmen möglich sein. Pauschale Gebietsfestlegungen sind unzulässig.

### **Unsere Forderungen**

- **Rechtsanspruch auf Netzanschluss (§ 8 EEG) sichern:** Keine pauschale Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete. Der Anspruch auf unverzüglichen Anschluss und Ausbau muss unbeeinträchtigt bestehen bleiben.

- **Redispatch-Vorbehalt ersatzlos streichen:** Keine Ausnahmeregelungen (wie den 5%-Spannungsanstiegs-Schwellenwert) und keine bis zu sechsjährige Befreiung der Netzbetreiber von ihrer Netzausbaupflicht.
- **Verursachergerechte Risikoverteilung & Bankfähigkeit erhalten:** Keine Abwälzung von Ertragsrisiken (z. B. 10–20 % entschädigungslose Abregelung) auf die Betreiber. Voller finanzieller Ausgleich nach § 13a EnWG muss garantiert bleiben.
- **Fehlanreize beim Netzausbau vermeiden:** Netzbetreibern darf kein Freibrief gegeben werden, den zügigen Netzausbau durch entschädigungslose Abregelungen zu verschleppen.
- **Strikte Grenzen für Anschlussverweigerungen durchsetzen:** Verbot flächiger oder pauschaler Absagen; Anschlussverweigerungen dürfen nur mit konkretem, individuellem Nachweis zulässig sein.
- **Transparenz schaffen & systemdienliche Potenziale heben:** Vollständige Offenlegung der Netzdaten für verlässliche Standortprognosen; Vorrangige Nutzung flexibler Technologien (Speicher, Wind-PV-Synergien, Energy Sharing, dynamische Tarife) vor jeglicher Abregelung.

#### c) **Beteiligung an den Netzkapazitäten durch Baukostenzuschüsse (§ 17 1a EnWG)**

Die geplante stärkere finanzielle Beteiligung von Anlagen- und Speicherbetreibenden an den Netzausbau- und Anschlusskosten bis hin zu privaten Hausanschlüssen vergrößert die wirtschaftlichen Hürden weiter. Die Absicht der Bundesnetzagentur, über Baukostenzuschüsse einen sparsamen Umgang mit knappen Kapazitäten zu erzwingen, überzeugt nur insofern, dass Anlagenbetreibende abgeschreckt werden. Darüber hinaus führt die mangelnde Transparenz der Netzbetreiber zu Kosten der Netzoptimierung, der Netzverstärkung und des Netzausbaus dazu, dass erhebliche Spielräume bei der Ausgestaltung der Baukostenzuschüsse eröffnet werden.

Die bislang bewährte Verantwortungsteilung, nach welcher der Netzbetreiber für den Ausbau der Infrastruktur und der Anlagenbetreiber für den reinen Anschluss zuständig ist, wird zulasten dezentraler Investoren verschoben. Da bei der Ermittlung des günstigsten Netzverknüpfungspunktes die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber künftig nachrangig behandelt werden können, führt zu einer Verteuerung der Investitionen. Viele kleinere, regionale und gemeinschaftliche Projekte werden dadurch von vornherein unrentabel und Investoren dauerhaft abgeschreckt.

Zudem hat die Bundesnetzagentur mit „AgNes“ eine grundlegende Reform der Netzentgelte eingeleitet. So steht etwa eine pauschale Netzentgeltpflicht, u.a. auch für Einspeiser und Großspeicher

im Raum, die verheerende Folgen für den EE-Ausbau und die nötige Systemflexibilität hätte. Analog zu den debattierten Baukostenzuschüssen schafft auch dies massive Unsicherheiten.

### Unsere Forderung

- **Keine Baukostenzuschüsse auf Erzeuger und Speicher:** Der Netzbetreiber bleibt für den Netzausbau zuständig, der Anlagenbetreiber für den reinen Anschluss.
- **Wirtschaftlichen Netzanschluss garantieren:** Die finanziellen Interessen der Investor:innen müssen bei der Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes gleichberechtigt berücksichtigt werden.
- **Keine Netzentgelte für Einspeisung und Speicher (AgNes):** Keine Einführung von Einspeisenetzentgelten und vollständige Befreiung von Großspeichern, um Doppelbelastungen und Flexibilitätshemmnisse zu vermeiden.
- **Transparenz bei Netzkosten:** Offenlegung aller Netzdaten und Berechnungsgrundlagen der Netzbetreiber, um Spielräume und Willkür bei Netzausbau- und Anschlusskosten zu unterbinden.

### d) Nachträgliche Leistungskürzungen und der Entzug von Kapazitäten

Die im Entwurf vorgesehene Option für Netzbetreiber, bereits genehmigte Anschlusskapazitäten nachträglich und dauerhaft zu kürzen, sofern diese über einen Zeitraum von drei Jahren nicht voll genutzt wurden, entzieht Projekten die verlässliche Rechtsgrundlage.

Auch von dieser Regelung sind wiederholt Bürgerenergieprojekte, Genossenschaften und kommunale Zusammenschlüsse betroffen, deren Vorhaben naturgemäß oft etappenweise oder in mehreren Bauabschnitten über Jahre hinweg realisiert werden. Auch die stufenweise Modernisierung im privaten Bereich, etwa der zeitversetzte Ausbau von Photovoltaikanlagen, Gebäudedämmung und der Aufbau von Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität, wird dadurch behindert.

Wenn zugesagte Netzkapazitäten nicht mehr dauerhaft verbindlich bleiben, werden langfristige Investitionen mit unkalkulierbaren Risiken behaftet. Dies bremst den Zubau und führt zu einer Marktkonzentration, in der die Energiewende zunehmend nur noch von wenigen finanzstarken Großakteuren geprägt werden kann.

## Unsere Forderung

- **Keine nachträgliche Kürzung von Netzanschlusskapazitäten:** an Investitionssicherheit für Langfrist-Projekte festhalten
- **Spezifische Betrachtung der Marktakteure:** komplexe Planungs- und Finanzierungsgrundlagen von Akteur:innen der Bürgerenergie beachten

### e) Regelungen zum Energy Sharing nachschärfen (§42c EnWG)

Die verengte Auslegung von § 42c EnWG (u. a. durch die BNetzA-Mitteilung Nr. 73) auf ein kommerzielles Dienstleistungsmodell entbindet Verteilnetzbetreiber faktisch von ihren Pflichten und verfehlt das EU-Teilhaberecht nach Art. 15a der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie. Um Energy Sharing flächendeckend wirtschaftlich zu machen und einer Vielzahl von Marktakteur:innen zugänglich zu machen, muss es von einer kaufmännischen Lieferbeziehung in eine netzbasierte Zuordnungs- und Bilanzierungslogik überführt werden.

Obwohl Energy Sharing ein immenses Potenzial für die lokale Energiewende bietet, scheitert die flächendeckende Umsetzung in der Praxis derzeit noch an erheblichen wirtschaftlichen und technischen Barrieren. Insbesondere die fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen und administrativen Hürden entziehen vielen Projekten die Machbarkeit.

### Fünf zentrale Kernprobleme stehen einer erfolgreichen Skalierung im Weg:

1. **Fehlende Anreize:** Obwohl beim Energy Sharing Strom lokal erzeugt und direkt in der Nachbarschaft verbraucht wird, schlägt sich diese netzdienliche Funktionsweise bisher nicht in den Kosten nieder. Es fehlen differenzierte, reduzierte Netzentgelte für den zeitgleichen, verbrauchsnahe Strombezug. Da Teilnehmer dieselben Abgaben und Entgelte zahlen wie bei einem bundesweiten Strombezug, fehlt der wirtschaftliche Anreiz für Erzeuger und Verbraucher, sich finanziell an entsprechenden Projekten zu beteiligen.

Zudem soll der Strom, der nicht an Dritte (Sharing-Kunden) in das öffentliche Netz eingespeist werden, aktuell keine weitere Vergütung erhalten. Dies führt zu unkalkulierbaren finanziellen Ausfällen.

2. **Fehlende Standardprozesse:** Die administrative Abwicklung von Energy-Sharing-Modellen ist trotz der gesetzlichen Pflicht zur Umsetzung noch immer unklar. Es fehlen einheitliche, automatisierte Standardabläufe für Netzbetreiber, um Sharing-Mengen bilanziell und messtechnisch korrekturfrei zuzuordnen. Zudem fehlen im § 20b EnWG verbindliche Bearbeitungsfristen für den Netzanschluss und die Bereitstellung der Datenplattform. Dies führt zu monatelangen Verzögerungen und verunsichert Projektträger.

3. **Fehlende Markttrollen:** Der regulatorische Rahmen des deutschen Energiemarktes hat das europarechtlich verankerte Konzept des „Energy-Sharing-Organisers“ bisher nicht adäquat umgesetzt. Es mangelt an klar definierten Markttrollen für Akteure, die Energy Sharing organisieren, abrechnen und bilanzieren. Außerdem wird der Zugang von kleinen Akteuren (Haushaltskunden bis 30 kW im EFH bzw 100 kW im MFH) durch bürokratische Anforderungen und zu hoher Kosten für Dienstleistungen und Messtechnik quasi unterlaufen.

Zudem fehlt eine zentrale Koordinierungsstelle, die als neutraler Vermittler und Datenknotenpunkt zwischen Erzeugergemeinschaften, Netzbetreibern und Lieferanten fungieren könnte.

4. **Reststromrisiko:** Teilnehmer an Energy-Sharing-Projekten sind darauf angewiesen, ihren verbleibenden Strombedarf (Reststrom) über klassische Energieversorger abzudecken. In der Praxis kann dies jedoch zu massiven Nachteilen führen: Viele Energieversorger könnten für diese Reststrommengen überhöhte Risiko-Tarife verlangen oder sich weigern, Reststromverträge mit Sharing-Teilnehmern abzuschließen. Einzige Option wären dann überteuerte Grundversorgertarife. Dieses Kosten- und Versorgungsrisiko schreckt potenzielle Teilnehmer ab.

5. **Ein-Anlagen-Beschränkung:**

Viele Netzbetreiber interpretieren Sharing-Gemeinschaften in der Praxis auf eine einzige Erzeugungsanlage (meist eine einzelne PV-Anlage). Das verhindert schon jetzt - im Vorfeld - die Einbindung diverser Erzeugungsportfolios (z. B. Kombination aus Wind und Sonne) sowie flexibler Verbraucher und Speicher (wie E-Autos oder Quartierspeicher). Durch diese Verengung geht der eigentliche Systemvorteil – die Glättung von Erzeugung und Verbrauch vor Ort – verloren.

Fazit: Solange die gesetzlichen Rahmenbedingungen das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und die EU-Vorgaben nicht konsequent in marktfähige Prozesse übersetzen, bleibt Energy Sharing ein Nischenmodell, anstatt sein volles Potenzial für regionale Teilhabe und Netzentlastung zu entfalten.

### Unsere Forderungen

- **Netzbetreiberpflichten & Standardprozesse verankern:** Netzbetreiber gesetzlich zur Bereitstellung standardisierter Zuordnungsmodelle und virtueller Bilanzierungsgebiete (vBG) verpflichten.
- **Mehrfachanlagen & Flexibilitäten zulassen:** Gesetzlich klarstellen, dass mehrere Erzeugungsanlagen gebündelt sowie flexible Verbraucher (Batteriespeicher, Wärmepumpen, E-Mobilität) eingebunden werden dürfen.
- **Diskriminierungsverbot beim Reststrom regeln:** Benachteiligung von Sharing-Teilnehmern beim Reststrombezug verbieten.
- **Anreize & Smart-Meter-Priorisierung schaffen:** pauschale Netzentgeltreduktion (z. B. 25 %) für zeitgleichen Lokalstrom gewähren und Smart-Meter-Rollout für Sharing-Teilnehmende priorisieren. Für eingespeisten, nicht an Dritte weitergegebene Strommengen mindestens mit dem Jahresmarktpreis gewähren.
- **„Energy-Sharing-Organiser“ & Koordinierungsstelle etablieren:** Rolle des Organisationsdienstleisters nach Art. 15a Abs. 3 EU-RL im EnWG verankern und eine nationale Beratungsstelle mit Musterverträgen aufbauen. Klein-Investoren einen einfachen Zugang gewähren.
- **Verbindliche Frist für § 20b EnWG setzen:** Gesetzliche Inbetriebnahmefrist für die bundesweite Kommunikationsplattform der Netzbetreiber festlegen.