

Positionierung zum Kabinettsentwurf der EnWG-Novelle

Basierend auf dem Stand vom 06.08.2025.

Vorbemerkung

Mit ihrem **Gesetzentwurf vom 06.08.2025** (Kab-E) legt die **Bundesregierung** Regelungsvorschläge vor, die neben einer Vielzahl weiterer Gesetze insbesondere das **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** und das **Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)** betreffen. Der Kab-E baut weitgehend auf den bereits bekannten Regelungsvorschlägen des Referentenentwurfes vom 10.07.2025 auf. Wir begrüßen, dass die energiepolitische Diskussion zeitnah im Bundestag fortgesetzt und vertieft werden kann. Nachfolgend **positionieren wir uns** zu den vorliegenden Anpassungsvorschlägen.

Gleichzeitig halten wir **weitere grundsätzlichere und mutigere Reformen** für notwendig und möchten hierzu dem BMWF bzw. dem Gesetzgeber Vorschläge unterbreiten. Dies betrifft allen voran das Thema **Systemintegration** von Erneuerbaren Energien.

Zum aktuellen Gesetzesentwurf

Für eine umfassende Bewertung und Formulierungsvorschläge verweisen wir auf die Stellungnahme des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zum Referentenentwurf, in deren Rahmen wir uns aktiv einbringen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt des Gesetzgebungsverfahrens greifen wir dennoch einige Schlaglichter heraus und möchten unsere Bewertung zu diesen teilen. Zudem weisen wir auf unbedingt noch zu ergänzende Inhalte hin.

Absicherungspflichten für Energielieferanten (§ 5 Abs. 4a EnWG-E):

Lieferanten sollen angemessene Absicherungsstrategien entwickeln, um Risiken durch Schwankungen des Energieangebots auf Großhandelsebene zu begrenzen und die Liquidität an Kurzfristmärkten sicherzustellen. Zusätzlich sind Maßnahmen zu ergreifen, um das Risiko eines Belieferungsausfalls gegenüber Kunden zu minimieren. Die BNetzA soll Vorgaben zu diesen Absicherungsstrategien machen dürfen. Eine verlässliche Belieferung ist unsere Verantwortung gegenüber Markt und Kunden. Wichtig ist, dass die Möglichkeit der Bundesnetzagentur, Vorgaben bezgl. der Absicherungsstrategie auszusprechen, nicht zu einer Überbürokratisierung, im Sinne von kleinteiligen Detailvorgaben, führt. Vielmehr sollte ein verlässlicher und grundsätzlicher Regelungsrahmen etabliert werden, den die Unternehmen eigenverantwortlich und nach individuellen unternehmerischen Bedürfnissen ausgestalten.

24-Stunden-Lieferantenwechsel Gas (§ 20a EnWG-E)

Hier befürchten wir enorme Umsetzungsschwierigkeiten zum 01.01.2026 im Marktkommunikationsbereich und mit Blick auf die Anpassung der IT-Landschaft (geringe Verfügbarkeit von Software-Anbietern am Markt). Die Umsetzung sollte daher im Rahmen der BNetzA-Festlegung zur GeLi Gas 2.0 („Geschäftsprozesse und

Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas“), zum 01.04.2026 erfolgen.

Bundesweit einheitliche Internetplattform zur Abwicklung des Netzzugangs (§ 20b EnWG-E)

Der Netzzugang bleibt ein zentrales Thema, um die Energiewende signifikant zu beschleunigen – sowohl erzeugungs- als auch lastseitig. Als E.ON haben wir eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, um den Netzzugangsprozess zu digitalisieren, standardisieren und automatisieren. Mit den Auskunftstools Online Connection Check (OCC) und Schnelle Netzzugangsprüfung (SNAP) sind unverbindliche Netzzugangsprüfungen im E.ON-Konzern bereits heute möglich und werden von den Marktteilnehmern genutzt.

Mit Sorge blicken wir daher auf neue Komplexität und zusätzlichen Aufwand durch die Einführung einer gemeinsamen Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs. Eine solche Regelung würde nicht ohne grundlegende Anpassung der Systemlandschaften, die wir nach unseren Bedürfnissen und jenen der in unseren Netzen angeschlossenen Kunden mühevoll standardisiert und automatisiert haben, lösbar sein. Dies kann auch andere Marktteilnehmer negativ betreffen. Eine erneute Anpassung würde unsere Portallösungen in der Weiterentwicklung erheblich zurückwerfen. Wir sprechen uns daher dafür aus, dass Netzzugangsfragen auch weiterhin über die individuellen Homepages der Netzbetreiber möglich sind.

Zu ergänzen: Klarstellung bei Rechnungs- und Informationszeiträumen (§ 40b EnWG)

Die Frist zur Rechnungsstellung wurde 2021 neu geregelt. Bis dahin durfte die Abrechnungsperiode eines Kunden ein Jahr nicht „wesentlich“ überschreiten. Das Gesetz sieht aktuell eine harte Frist vor, die die bisherige Flexibilität in Bezug auf die Abrechnungsperiode beschränkt. Fehlende Messdaten dürfen nicht zu versäumten Abrechnungsfristen führen. Dies offenbart Harmonisierungsbedarf bei der Fristsetzung. Folglich

müssen Abrechnungen häufig korrigiert werden, was mit Rechtsrisiken für Lieferanten einhergeht. Das Vertreten-Müssen sollte dem Verursacher zugerechnet werden und nicht dem Dritten / Lieferanten im Abwicklungsprozess. Eine Lösung wäre die Wiedereinführung des Begriffs "wesentlich" in § 40b EnWG mit dem diese Harmonisierungslücke geschlossen werden könnte.

Informationspflichten bei Tarifen (§ 41 EnWG-E)

Lieferanten sollen Endkunden künftig umfassend über Preisrisiken und Vertragsdetails informieren (ausführliche Vorgabe von Mindestinhalten). Dies lässt die Kundenkommunikation und die Rechnungsstellung insgesamt wesentlich komplexer werden. Auch lassen sich insbesondere bei Bündelprodukten die Bestandteile nicht separieren (z.B. Umgang mit Hardware, die keine Laufzeit hat; Rückschlüsse auf Geschäftsgeheimnisse). Darüber hinaus soll die Möglichkeit der 1:1 Weitergabe gesunkener nicht-beeinflussbarer Preisbestandteile (d.h. sinkende Steuern, Umlagen, Abgaben, Netzentgelte), ohne Sonderkündigungsrecht und Unterrichtsverpflichtung ermöglicht werden, was zu einem Bürokratieabbau bei Lieferanten führen würde und wir explizit unterstützen.

Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden (§ 41 g EnWG-E)

Mit Einwilligung des Kunden soll der Grundversorger künftig Sozialhilfeträger bei drohender Versorgungsunterbrechung informieren dürfen (bei ausbleibender Einwilligung auch ohne explizite Zustimmung). Eine Sperrung darf dann frühestens acht Werktage nach Information erfolgen. Die Verpflichtung des Lieferanten zur Versendung eines „Vordrucks einer Erklärung zur Einwilligung in die Kontaktaufnahme zum örtlich zuständigen Sozialhilfeträger“ und die damit verbundene Pflicht zur Kontaktaufnahme mit dem Sozialhilfeträger bewerten wir als problematisch. Dies setzt Kenntnis über den Bezug von Sozialhilfe des jeweiligen Kunden voraus, führt zu administrativen Mehraufwänden bei bereits stark belasteten Lieferanten und Sozialämtern, birgt datenschutzrechtliche Herausforderungen und verzögert

die Versorgungsunterbrechung. Statt dieser bürokratischen Regelung, sollte eine Übernahme von Energiekosten durch Sozialhilfeträger außerhalb des EnWG erzielt werden, die dem Sozialhilfeträger die proaktive Übernahme von Energiekosten von Berechtigten ermöglicht (bereits bevor Zahlungsrückstände entstehen).

Vereinfachungen beim Netzausbau (§§ 43, 44a EnWG-E)

Die Ergänzung in § 43 Abs. 2 Nr. 5 zu Nr. 11 EnWG-E bewerten wir als eine sinnvolle Klarstellung und damit Erleichterung. Wir regen an, die 200m-Grenze deutlich zu erhöhen (z.B. auf 5 km), da dann der Leitungsbau erheblich vereinfacht würde. Wünschenswert ist ein Genehmigungsverfahren mit Einzelgenehmigungen oder die freiwillige Planfeststellung, was Netzbetreiber in der Praxis im Einvernehmen mit der Genehmigungsbehörde abstimmen. Die Anknüpfung der Flächensicherung durch Veränderungssperre nach einer Raumverträglichkeitsprüfung scheint sinnvoll und angemessen. Die neu eingefügten Absätze 4 und 5 bewerten wir verfahrensstraffend.

Sollte in weiteren Novellierungsentwürfen die Verbesserung von Planungs- und Genehmigungsverfahren eine größere Rolle spielen, teilen wir hierzu gerne kurzfristig weitere konkrete Anpassungsvorschläge.

Zu ergänzen: Rechtsschutz (§ 75 EnWG)

Mit der Einführung des neuen dreistufigen Festlegungssystems im NEST-Prozess (Rahmenfestlegung, Methodenfestlegung und unternehmensbezogene Einzelfallfestlegung) muss das Rechtsschutzsystem gegen diese Entscheidungen der Regulierungsbehörde angepasst werden.

Ein Branchenvorschlag liegt bereits vor (vgl. BDEW). Zum Schutz der Justiz vor Überflutung und zur Vermeidung von prozessualer Blindarbeit muss die sog. Inzident-Prüfung in das EnWG, z.B. § 75 EnWG, integriert werden.

Analyse des Grundversorgungssystems (§ 118 EnWG-E)

Das BMWF soll bis Mitte nächsten Jahres einen Evaluierungsbericht zur Grundversorgung vorlegen, in dem insbesondere das Verfahren zur Bestimmung des Grundversorgers nach §36 Abs. 2 EnWG und mögliche alternative Verfahren untersucht werden.

Die Evaluierung der Grundversorgung ist nicht erforderlich, da das bestehende System den EU-Vorgaben entspricht und sich besonders in der Energiekrise als stabil bewährt hat. Das Verfahren zur Bestimmung des Grund- und Ersatzversorgers hat zuverlässig Versorgungsausfälle verhindert, als andere Anbieter ausfielen. Die in § 36 EnWG normierte Grund- und in § 38 EnWG geregelte Ersatzversorgung erfüllen bereits die Anforderungen der neuen EU-Richtlinie. Eine Änderung des bewährten Systems ist daher nicht notwendig.

Netzanschluss für Biogasaufbereitungsanlagen und Regelungsrahmen für Gasnetze im Allgemeinen (§ 118 Abs. 4 EnWG-E)

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung für viele Biogasanlagen in den kommenden Jahren ist mit einem starken Zuwachs von Netzanschlussbegehren an das Gasverteilernetz zu rechnen. Die erwartete Zunahme von Anträgen wird absehbar zu einem erheblichen, zusätzlichen Investitionsaufwand auf Seiten der Gasnetzbetreiber führen. Allein für E.ON ergibt sich daraus ein verpflichtendes Investitionsvolumen von mehreren Hundert Millionen Euro für den Planungszeitraum 2025 bis 2030. Verstärkt wird dieser Effekt kurzfristig durch das Auslaufen der GasNZV zum 31.12.2025. Die unklare rechtlich-regulatorische Situation im Hinblick auf eine Anschlussregelung der GasNZV, insbesondere bezüglich der Vergabe von Netzanschlüssen, hat in den vergangenen Monaten zu wachsenden Unsicherheiten und einem überproportionalen Anstieg von Anträgen bei den Verteilernetzbetreibern geführt.

Mit dem Kabinettsentwurf möchte die Bundesregierung mit §118 Abs. 4 EnWG-E Rechtssicherheit für die

Übergangsphase bis zum endgültigen Auslaufen der GasNZV schaffen. Dies begrüßt E.ON ausdrücklich. **Gleichzeit sehen wir jedoch die Gefahr, dass durch die Festlegung des Stichtags 30.06.2026 und dem damit verbundenen Anreiz für Anlagenbetreiber, bis dahin weiterhin unter das aktuelle Regime der GasNZV fallen zu können, die Anzahl der Netzanschlussanträge massiv ansteigen wird.** Auch im Sinne einer bezahlbaren Energiewende sollten die Auswirkungen der angestrebten Gesetzesänderung kritisch geprüft werden, denn die massiven resultierenden Kosten der Netzanschlüsse werden über die Netzentgelte solidarisiert und an die Letztverbraucher weitergegeben.

Eine mögliche Lösung besteht aus Sicht von E.ON in einem **Vorziehen des Stichtages** auf einen deutlich früheren Zeitpunkt, jedoch spätestens zum 31.08.2025. Dies gibt Anlagenbetreibern weiterhin die Möglichkeit, Netzanschlussanträge für Anlagen im fortgeschrittenen Planungsstadium zu stellen und berücksichtigt gleichzeitig die personellen und finanziellen Kapazitäten der Netzbetreiber. Unabhängig von dem konkreten Stichtag hält E.ON es für geboten, die **Kostenwälzung Biogas** in die Übergangsvorschrift des § 118 Abs. 4 des EnWG-Entwurfs aufzunehmen, um deren fortwährende Anwendung auch über das Jahr 2025 hinaus sicherzustellen.

Über den Anschluss von Biomethananlagen hinaus, muss die Bundesregierung zudem bei grundsätzlichen Fragen der Gasnetztransformation zum Beispiel hinsichtlich Rückbaupflichten, dringend rechtlich-regulatorische Planungssicherheit schaffen.

Grundsätzliches zum Messstellenbetriebsgesetz (Smart Meter)

Smart Meter sind Voraussetzung für neue Tarif- und Flexibilitätsmodelle auf Kundenseite und gleichzeitig auch immer wichtiger für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität. Unser Ziel ist es, den Smart Meter systematisch in die breite Fläche zu bringen und jedem Kunden anbieten zu können. Dies ist jedoch erst dann sinnvoll, wenn die Kosten für die nächste Smart Meter-

Generation massiv gesenkt wurden. Dies lässt sich im Wesentlichen durch vereinfachte technische Anforderungen und einer Integration der netzseitigen Steuerungsfunktionalität im Smart Meter erreichen (vgl. E.ON-Positionspapier). Insbesondere die Steuerungsfunktionalität erfordert ein Gesamtsystem von Konzepten, IT-Systemen bis hin zur Hardware-Einbindung. Wir sind Treiber und Entwickler dieses Ökosystems, das für die Netz- und Systemsicherheit in der Niederspannung notwendig ist, sehen aber, wie mehrfach betont, enorme Schwierigkeiten die Fristen bis Ende dieses Jahres einzuhalten. Vor diesem Hintergrund ergeben sich zwei Ergänzungsvorschläge.

Zu ergänzen: Agiler Rollout (§ 31 MsbG)

Die derzeitigen gesetzlichen Zielvorgaben zur flächendeckenden Herstellung der Steuerungsfähigkeit über das Smart Meter Gateway sind unrealistisch. Bis Ende des Jahres wird die Steuerungsfähigkeit flächendeckend noch nicht gegeben sein. Hierzu bedarf es der tatsächlichen end-to-end Ansteuerbarkeit von Messstellen, die derzeit noch entwickelt werden. Wir sprechen uns daher für eine Übergangsphase aus, in der frühestens ab Ende 2026 massentauglich über das Smart Meter Gateway gesteuert werden kann und zwischenzeitlich im begrenzten Umfang Steuerboxen genutzt werden.

Zu ergänzen: Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers (§ 45 MsbG)

Die Ausstattungsspflicht betrifft wie in Abschnitt 2 dargestellt nun nicht nur Smart Meter, sondern auch die Kombination von Smart Metern und Steuereinrichtungen. Kompatible und BSI-zertifizierte Steuereinrichtungen sind erst seit Kurzem verfügbar. Aus diesem Grund muss die grundsätzlich richtige, aber für den Start zu starr ausgelegte Verknüpfung des Einbaus von Smart Metern und des Einbaus von Steuereinrichtungen in den Rollout-Quoten vorübergehend flexibler gestaltet werden. Die Netzbetreiber und grundzuständigen Messstellenbetreiber ertüchtigen aktuell ihre IT-Systeme und testen erste Steuerboxen zur netzseitigen Steuerung. Durch die letzte MsbG-Novelle wurde die Steuerung am

Netzanschlusspunkt (nicht dahinter) eingeführt. Die notwendigen Stammdatenmodelle hierfür werden derzeit in der Branche entwickelt und implementiert. Eine Verfügbarkeit ist erst Ende 2026 realistisch.

Wir schlagen daher vor, dass für 2 Jahre die Quote ent. § 45 MsbG als erreicht gilt, wenn ein Smart Meter verbaut ist. Für eine Übergangszeit kann es zusätzlich sinnvoll sein, dass Messstellen, die z. B. aufgrund einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem Smart Meter und einer Steuerungseinrichtung auszustatten sind, während des agilen Rollouts auf entsprechenden Quoten einzahlen – auch wenn lediglich ein Smart Meter verbaut ist. Wir sprechen uns auch dafür aus, dass ursprünglich als Pflichteinbau ausgestattete Messstellen, die z. B. aufgrund von Energieeffizienzsteigerungen oder durch den nachträglichen Einbau einer Erzeugungsanlage unter die Verbrauchsgrenze für den Pflichteinbau rutschen, in der Ausstattungsquote anerkannt werden müssen.

Zu ergänzen: Anpassung der Zinsschrankenregelung zur Finanzierung der Energiewende (n § 4h Absatz 6 EstG)

Die Zinsschranke, basierend auf der europäischen Anti-Tax Avoidance Directive (ATAD), begrenzt den steuerlichen Abzug von Zinsaufwendungen, um missbräuchliche Steuergestaltungen durch überhöhten Zinsaufwand zu verhindern. Die derzeitige Ausgestaltung benachteiligt jedoch privat finanzierte Infrastrukturinvestitionen, obwohl Energienetze gemäß § 14d Abs. 10 EnWG als langfristige öffentliche Infrastruktur im überragenden öffentlichen Interesse gelten. Die auf der ATAD basierende Ausnahme für solche Projekte wird in Deutschland bisher nur eingeschränkt genutzt, da sie öffentliche Finanzierungsmittel voraussetzt. Für den zügigen Ausbau der Energienetze im Rahmen der Energiewende ist es jedoch entscheidend, auch privat aufgenommenes Fremdkapital steuerlich angemessen zu berücksichtigen. Eine Erweiterung der Ausnahmeregelung – wie sie in anderen europäischen Staaten bereits umgesetzt ist – würde den Liquiditätsabfluss reduzieren, die Eigen- und

Fremdfinanzierungskraft der Netzbetreiber stärken und private Investitionen im öffentlichen Interesse erleichtern.

Mutigere energiepolitische Reformen: Allokation als Schlüssel für Systemintegration

Die Anschlussleistung von Erneuerbaren Energien (EE) sowie neuen Lasten wie Wärmepumpen, E-Autos und Heimspeichern wird sich bis 2030 stark erhöhen (z. B. 3,6 Mio. Wärmepumpen, 5,9 Millionen Elektroautos und 4,7 Millionen am Netz angeschlossene Heimspeicher, vgl. E.ON¹). Das Energiesystem muss nicht nur mehr Strom aufnehmen können, sondern auch steuerbaren Verbrauch ermöglichen. Die Vorstellung einer „**engpassfreien Kupferplatte**“ ist überholt und führt zu ineffizientem EE-Ausbau und langfristig zu überdimensionierten Netzen. **Bezahlbarkeit** rückt stärker in den Fokus. Daher muss nun die **Systemintegration** priorisiert werden.

1. Räumliche Allokation

Neue EE-Anlagen, neue Großverbraucher und insbesondere Großspeicher müssen ab sofort vorrangig und in den überwiegenden Fällen dort angesiedelt werden, wo es aus Kundensicht **und** netztechnischer Sicht sinnvoll ist. Voraussetzung hierfür ist **Transparenz über die tatsächliche Netzauslastung**, etwa durch eine „Netzampel“. Auf dieser Grundlage muss der Netzbetreiber die gesetzliche Kompetenz bekommen, Anschlussgebiete auszuweisen, in denen Neu-Anlagen bevorzugt angeschlossen werden. Wer außerhalb dieser Gebiete Anschluss begehrt, muss in Kauf nehmen, nachrangig und zu nachteiligen Bedingungen angeschlossen zu werden.

„**Redispatch-Vorbehalt**“: In Engpassgebieten keine Entschädigung bei Abregelung (für Neuanlagen). Anpassung insbes. von § 8 EEG (Wegfall garantierter Aufnahme des Stroms ins Netz für Neuanlagen ab

135 kW), § 13a EnWG (Einschränkung Ausgleichsanspruch) und § 12 EnWG (Ausnahme vom unverzüglichen Ausbau)

„**Einspeisesteckdose**“: Mit der Einspeisesteckdose stellen Netzbetreiber proaktiv Netzkapazität zur Verfügung. Dafür muss es ermöglicht werden Netzan Anschlussanfragen räumlich zu bündeln („Clusterung“, § 8 EEG). Die Bereitstellung der Einspeisesteckdose darf nicht unverhältnismäßig zu Lasten des Netzbetreibers gehen. An den entstehenden Kosten müssen Anlagenbetreiber verursachergerecht beteiligt werden (§16 EEG).

Weitere Instrumente: Räumlich **differenzierter Baukostenzuschuss** (BKZ) und **Co-Lokation** von EE-Anlagen mit Speichern oder Großverbrauchern.

2. Kommerzielle Allokation

457 Stunden mit negativen Strompreisen 2024 zeigen: Das EEG-Fördersystem setzt keine Anreize zur Nicht-Einspeisung bei negativen Preisen. Die Nicht-Nutzung temporärer Erzeugungsüberschüsse können wir uns nicht mehr leisten – weder mit Blick auf die Belastung des EEG-Kontos noch systemisch.

Negative Preise: Die Regelung aus der „Rumpf-EnWG-Novelle 2025“ (vom Ende der vergangenen Wahlperiode) setzt hier an: Die Förderung von Neuanlagen wird bereits ab einer Viertelstunde mit negativen Preisen ausgesetzt (§ 51 EEG). Allerdings muss diese Regelung nun praktikabel ausgestaltet werden und die negativen Viertelstunden nicht an das Ende der Förderung angehängt werden.

Direktvermarktung: Für kleine Anlagen sollten Transaktionskosten gesenkt und Prozesse digitalisiert werden. Die Bundesregierung sollte sich für eine schnelle beihilferechtliche Genehmigung einsetzen (gleitende Marktprämie auch für kleinere PV-Anlagen zugänglich

¹ Quelle: E.ON Energie Deutschland; Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE): Flexibilitäts Check, Juni 2025, [Link](#)

machen) und Anreize für eine stärkere Bedeutung der Direktvermarktung gegenüber der klassischen Einspeisevergütung schaffen.

Großprojekte: • Auch der Rahmen für größere EE-Anlagen muss neu justiert werden. Wir betrachten symmetrische Contracts for Difference (CfD) als geeignetes Instrument zur Förderung und Risikominimierung neuer EE-Großprojekte. Sie können mit Power-Purchase-Agreements (PPA) und Forward-Märkten verzahnt werden. Speicher und hybride Projekte sollen zusätzlich honoriert werden.

3. Planerische Allokation

Cable-Pooling: Mit der „Rumpf-EnWG-Novelle 2025“ wurde die rechtliche Grundlage für eine Mehrfachnutzung eines Netzverknüpfungspunktes geschaffen (§ § 8, 8a, 11 EEG). Dies kann positiv zu einem schnelleren Netzanschluss und zur Kostensenkung beitragen. Umsetzungsfragen bestehen nach wie vor z.B. bezüglich der Entschädigungslogik oder Redispatch-Meldung.

Spitzenkappung: Die bestehende Regelung sollte erweitert werden (über 3 % hinaus, ggf. dynamisch). Die Pflicht zur Stromabnahme und Kompensation bei Abregelung sollte entfallen (§ 11 EnWG, § 12 EEG). Somit entstünde auch ein Anreiz zur netzdienlichen Speichernutzung.

Steuerungstechnik: Smart-Meter- und Steuerungs-Rollout müssen integriert erfolgen. Der Fokus sollte unmittelbar auf größeren Anlagen liegen. Eine Anhebung der 7 kW-Grenze bei Kleinstanlagen ist zu prüfen. Wir empfehlen zudem die Abschaffung der Pflicht zur jährlichen Prüfung von größeren Erzeugungsanlagen (bzw. Testpflicht in größeren Jahresabständen, § 12 EnWG).

it's on us

to make new energy work.



eon.com



lukas.mix-bieber@eon.com

e-on