

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027)

Registrierungsnummer im Register
der Interessenvertreter: R000802

22.07.2026



Vorwort (allgemeine Bemerkung)

VDMA Power Systems vertritt die führenden Hersteller von Energietechnologien in Deutschland und Europa, darunter Hersteller von Windenergieanlagen und zentralen Kernkomponenten, Solarsystemtechnologien, Energiespeicher, thermischen Kraftwerkstechnologien sowie Netz- und Systemtechnik. Der Energieanlagenbau ist zentraler Lösungsanbieter für die sichere, bezahlbare und saubere Energieversorgung.

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist eine zentrale Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele, die Stärkung der Energiesicherheit sowie die langfristige Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Europa. In Deutschland bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hierfür den zentralen regulatorischen Rahmen und hat maßgeblich zur Industrialisierung und Systemoptimierung von Erneuerbare-Energien-Technologien beigetragen.

Die anstehenden Reformen des EEG erfolgen in einem sich wandelnden energiepolitischen Umfeld: Neben der Skalierung und Marktintegration erneuerbarer Energien gewinnen Fragen der Systemintegration, Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz sowie der Resilienz von Lieferketten und Infrastrukturen zunehmend an Bedeutung. Gleichzeitig erfordert der beschleunigte Ausbau eine enge Verzahnung von Energie-, Industrie- und Sicherheitspolitik.

Der Maschinen- und Anlagenbau spielt hierbei eine Schlüsselrolle. Als Rückgrat der europäischen Energietechnologieindustrie entwickelt und produziert er zentrale Anlagen, Systeme und Komponenten entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Damit ist er ein wesentlicher Faktor für technologische Souveränität, Innovation und industrielle Wertschöpfung in Europa.

Vor diesem Hintergrund kommt der Ausgestaltung des EEG eine doppelte Bedeutung zu: Es muss einerseits den kontinuierlichen und kosteneffizienten Ausbau erneuerbarer Energien sicherstellen, andererseits aber auch verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in industrielle Kapazitäten und Lieferketten schaffen. Zentrale Voraussetzungen sind dabei langfristige Verlässlichkeit, sichere und investitionsfreundliche Rahmenbedingungen, wettbewerbliche und zugleich faire Marktmechanismen sowie ein regulatorisches Umfeld, das Projektrealisierung erleichtert statt erschwert und Kosteneffizienz entlang der Lieferketten ermöglicht statt verhindert.

Mit Blick auf das parallel konsultierte Netzanschlusspaket muss klar verdeutlicht werden: Auch der effizienteste Investitionsrahmen im EEG verliert seine Wirkung, wenn der Netzausbau und die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch nicht mithalten. Selbst ambitionierte Fördermechanismen und Ausbauziele sind vergebens, wenn Anlagen wegen fehlender Anschlüsse, überlasteter Netze oder langwieriger Genehmigungen nicht einspeisen können

oder durch Vorschläge wie den Redispatch-Vorbehalt die Kalkulierbarkeit und Finanzierung von Projekten in weiten Teilen verhindert wird. Ein unzureichendes Netzanschlusspaket konterkariert damit die eigentlichen Ziele der Energiewende: Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und CO₂-Reduktion. Entscheidend ist daher, Ausbau von Erzeugung und Infrastruktur synchron zu planen – sonst bleibt das EEG ein gut gemeintes, gut gemachtes, aber in der Praxis ausgebremstes Instrument. Wir verweisen hier auf unsere Stellungnahme zum Netzanschlusspaket.

Die vorliegende Stellungnahme von VDMA Power Systems bringt die Perspektive der Industrie zum Gesetzesentwurf ein. Ziel ist es, einen Beitrag zu leisten, wie das EEG weiterentwickelt werden kann, um ambitionierten Ausbau zu sichern, Kosten zu begrenzen und gleichzeitig die industrielle Basis der Energiewende in Deutschland und Europa nachhaltig zu stärken.

Artikel 1 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Teil 1 Allgemeine Bestimmungen

§8 Anschluss

Analog zum im Netzpaket geplanten Recht auf Überbauung für Erneuerbare Energien in Kombination mit Speichern (Änderung §17 Absatz 2a EnWG) kann ein vergleichbarer Anspruch auch für die Überbauung mit zusätzlichen Erzeugungsanlagen gelten, sofern die maximale Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt unverändert bleibt.

Teil 2 Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

§9 Technische Vorgaben

Die Regelung in § 9 Abs. 2 Satz 2b für KWK-Anlagen zwischen 25 kW und 100 kW ist aus mehreren Gründen nicht sachgerecht und sollte dringend überarbeitet werden.

Erstens verfehlt sie die ursprüngliche Zielsetzung: Während die Regelung auf die Reduzierung gleichzeitiger PV-Einspeisespitzen abzielt, speisen KWK-Anlagen in solchen Situationen aufgrund negativer Strompreise ohnehin nicht ein. Eine zusätzliche regulatorische Begrenzung ist daher systemisch nicht erforderlich, da der Marktmechanismus diese Steuerung bereits übernimmt. Darüber hinaus würde eine pauschale Begrenzung auf 60 % bei KWK-Anlagen dazu führen, dass ihre Einspeisung auch in den Abend- und Nachtstunden reduziert werden müsste. Gerade in diesen Zeiträumen steht keine PV-Erzeugung zur Verfügung und der erzeugte Strom wird besonders dringend benötigt. Eine Begrenzung der KWK-Leistung in diesen Stunden widerspricht daher sowohl dem Zweck des Solarspitzengesetzes als auch dem

Ziel einer sicheren und bedarfsgerechten Stromversorgung.

Zweitens basiert die Vorschrift auf der Annahme einer aktiven Stromvermarktung, die in diesem Anlagensegment faktisch nicht stattfindet. Kleine KWK-Anlagen werden in der Regel nicht direkt vermarktet, sondern über standardisierte Vergütungsmechanismen abgewickelt, da geeignete Direktvermarktungsangebote für diese Größenklasse fehlen.

Drittens führt die Anforderung zu unverhältnismäßigen Mehrkosten in der Umsetzung. Insbesondere die notwendige physische Verbindung zwischen Netzverknüpfungspunkt und Erzeugungseinheit ist bei kleineren Anlagen häufig aufwendig und teuer, da diese räumlich deutlich weiter entfernt liegen können und sich Netzanschlusspunkte – etwa bei komplexeren Infrastrukturen – dynamisch verändern.

Insgesamt entsteht damit eine Regelung, die weder systemisch notwendig noch praktisch verhältnismäßig ist und insbesondere kleinere KWK-Anlagen unverhältnismäßig belastet.

Teil 3 Zahlungsanspruch und Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, Ausschreibungen, Gesetzliche Bestimmung der Zahlungen

Abschnitt 1 Arten des Zahlungsanspruchs und Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber

Abschnitt1, Unterabschnitt 1 Zahlungsanspruch der Anlagenbetreiber

Abschnitt1, Unterabschnitt 2 Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber

§ 21d Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, Refinanzierungsbeitrag

Die Einführung eines zweiseitigen Differenzvertrags (CfD) stellt einen zentralen Baustein für die Weiterentwicklung des Investitionsrahmens im EEG dar. Vor dem Hintergrund steigender Systemkosten, wachsender Anforderungen an die Marktintegration sowie der Umsetzung EU-rechtlicher Anforderungen ist eine Reform grundsätzlich notwendig. Entscheidend ist die konkrete Ausgestaltung, da sie Investitionsdynamik, Systemkosten und industrielle Wertschöpfung maßgeblich bestimmt.

Der vorgeschlagene produktionsbasierte CfD ist geeignet, Investitionssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig Erlöse in Hochpreisphasen zu begrenzen und zurückzugeben. Damit kann ein wesentlicher Beitrag zur Senkung der Finanzierungskosten und zur Stabilisierung des Ausbaus geleistet werden. Ein verlässlicher Rahmen reizt Investitionen an und senkt gleichzeitig die Stromsystemkosten signifikant. Dabei ist mit Blick auf den Zeitverlauf und die auslaufende EU-beihilferechtliche Notifizierung des bestehenden Investitionsrahmens wichtig, dass ein neuer Investitionsrahmen bis 2027 in Kraft sein muss, damit keine Unsicherheiten entstehen.

Die vorgesehene Möglichkeit, innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre einmalig aus dem EEG-/CfD-System auszutreten, wird grundsätzlich begrüßt. Es sollte geprüft werden, die Wechselmöglichkeiten zwischen EEG-Förderung und Marktvermarktung flexibler auszugestalten.

Die pragmatische Umsetzung eines einfachen CfD-Modells muss klare Anreize und Investitionssicherheit gewährleisten.

Als nächsten Schritt künftige Optimierungen diskutieren:

Die folgenden Punkte sollten im Rahmen der weiteren Strommarktdiskussionen unter enger Einbindung der Industrie diskutiert und bei richtiger Ausgestaltung in künftigen Gesetzesrunden eingebracht werden:

1. Hybrider CfD

Es zeigt sich, dass ein Wechsel auf einen CfD zentrale Herausforderungen der Systemintegration noch nicht umfassend adressiert. Mit gezielten Anpassungen können Fehlanreize vermieden werden, die zu zusätzlichem Abregelungsbedarf, höheren Systemkosten und sinkender Marktwertintegration führen würden.

Vor diesem Hintergrund sollte im nächsten Schritt eine Weiterentwicklung hin zu einem hybriden CfD-Modell geprüft werden, inwiefern ein solcher Ansatz Vorteile eines klassischen CfD (Erlössicherheit, Investitionsstabilität) mit gezielten Anreizen für systemdienliches Verhalten kombinieren kann.

Zentrale Elemente können dabei sein:

- Beibehaltung der produktionsbasierten Förderung als Grundlage für bankfähige Investitionsbedingungen
- Jährlicher Referenzzeitraum anstelle einer rein stündlichen Abrechnung, um effiziente Investitionssignale zu setzen
- Gezielte Anpassungen in Niedrig- und Negativpreisphasen, um Fehlanreize zu vermeiden und netzdienliches Verhalten zu stärken

Insbesondere die Ausgestaltung der Rückzahlungsmechanismen ist entscheidend: Eine unbegrenzte Rückzahlung in Niedrigpreisphasen kann zu ineffizienter Produktionsreduktion führen, während eine vollständige Absicherung negative Preissignale verzerren würde. Eine begrenzte Rückzahlung wie sie auch im Referentenentwurf vorgeschlagen wird, stellt hier einen sinnvollen Ausgleich dar, um sowohl Wirtschaftlichkeit als auch Systemeffizienz sicherzustellen – sofern Fehlanreize vermieden und Investitionsanreize erhalten bleiben.

Ein weiteres zentrales Optimierungspotenzial liegt im Umgang mit Negativpreisstunden. Statt einer nachgelagerten Kompensation über verlängerte Förderzeiträume wie im Referentenentwurf vorgeschlagen, sollte Ansätze wie eine unterjährige, partielle Ausgleichsmechanik geprüft werden. Dies kann unmittelbare Anreize für eine flexible und systemdienliche Fahrweise von Anlagen und reduziert gleichzeitig Finanzierungskosten setzen.

Wesentlich ist darüber hinaus die Beibehaltung und schrittweise Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells (REM), das eine systemkostenoptimierte Standortverteilung unterstützt und damit einen wichtigen Beitrag zur Gesamteffizienz des Systems leistet.

Ein optimierter CfD kann dabei einen entscheidenden Beitrag leisten, das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Nachhaltigkeit zu adressieren. Voraussetzung ist jedoch, dass die Reform auf Kontinuität aufbaut, bestehende funktionierende Elemente des EEG erhält und gezielt dort nachschärft, wo systemische Fehlanreize bestehen.

2. Anreiz von Hybridanlagen

Wenn mehr Systemdienlichkeit politisch gewünscht ist, reicht es nicht, nur Ausbauziele zu setzen. Eine Lösungsoption sind Hybridsysteme (z. B. PV + Speicher, Wind + Speicher).

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und angrenzende Gesetze sollten gezielt so weiterentwickelt werden, dass für Hybridsysteme wirtschaftliche Anreize möglich sind, wenn sie nachweislich Systemnutzen bringen und die Kalkulierbarkeit des Business Case ermöglichen.

Wenn Systemdienlichkeit gewollt ist, muss sie sich auch rechnen. Ohne gezielte Anreize bleiben Hybridsysteme oft wirtschaftlich zweitrangig. Mit den richtigen Signalen können sie jedoch zu einem zentralen Baustein eines stabilen, effizienten Energiesystems werden.

3. Rahmen für PPAs

Power Purchase Agreements (PPA) sind sinnvoll, um die marktliche Integration erneuerbarer Energien zu stärken. Ein PPA-Markt ohne Absicherung gegen politische und regulatorische Brüche bleibt voraussichtlich fragil. Wenn etwa ein PPA durch Marktverwerfungen oder Eingriffe wirtschaftlich „wegbricht“, fehlt aktuell oft ein sauberer Fallback. Das macht viele Projekte bankseitig schwer finanzierbar – und hält Investoren zurück.

Daher ist der Einsatz eines standardisierten Versicherungsprodukts für PPAs zu prüfen, das genau dieses Risiko abfedert und damit Investitionssicherheit schafft.

Ansatz:

- Absicherungsfall: Kündigung, Ausfall oder ökonomische Entwertung des PPAs (z. B. durch Preis-Caps, regulatorische Eingriffe oder Bonitätsprobleme des Abnehmers).
- Fallback-Mechanismus: Der Anlagenbetreiber erhält das Recht, in ein Förderregime wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu wechseln – allerdings zu klar definierten, leicht reduzierten Konditionen (z. B. Referenzwert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme minus ~10 %).
- Versicherungsrolle: Die Versicherung deckt die Differenz bzw. stellt sicher, dass dieser Übergang finanziell und regulatorisch glatt funktioniert (inkl. Prämienkalkulation basierend auf Laufzeit, Bonität des Offtakers und Marktrisiken).
- Preisanker: Der „IBN-Preis minus X %“ schafft Planbarkeit, verhindert Überförderung und hält gleichzeitig einen Anreiz, PPAs ernsthaft zu strukturieren statt sie als risikoloses Upside zu betrachten.

Vorteile:

- Bankability: Projekte werden finanzierbar, weil ein klarer Downside-Schutz existiert.
- Markttiefe: Mehr Akteure trauen sich in den PPA-Markt, was Liquidität und Wettbewerb erhöht.
- Systemeffizienz: Staatliche Förderung wird nur als Sicherheitsnetz genutzt, nicht als Primärmodell.
- Realismus statt Wunschenken: Ohne solche Instrumente bleiben viele PPAs theoretisch attraktiv, scheitern aber an realen Risikoabschätzungen.

Ein PPA-Versicherungsprodukt mit definiertem Förder-Fallback ist ein pragmatischer Brückenschlag zwischen Markt und Regulierung. Es kann das zentrale Problem lösen: die Asymmetrie zwischen langfristigen Preisversprechen und kurzfristig veränderbaren Rahmenbedingungen.

Abschnitt 2 Allgemeine Bestimmungen zum Zahlungsanspruch und zur Zahlungspflicht

§22a Pilotwindenergieanlagen an Land

Pilotanlagen sind ein zentraler Baustein für:

- die technologische Weiterentwicklung und Effizienzsteigerung,
- die Senkung von Stromgestehungskosten,
- sowie die Sicherung des Industriestandorts Deutschland und Europa.

Daher sollte die Regelung zu Pilotwindenergieanlagen in zwei Richtungen weiterentwickelt werden:

Zum einen ist in den Begriffsbestimmungen sowie deren Auslegung und Anwendung darauf zu achten und genau zu definieren, was eine Pilotwindenergieanlage ausmacht. Hier sollte der Fokus auf tatsächlichen technischen Neuerungen liegen. Entsprechend müssen Anforderungen ausgestaltet werden, damit dieses Instrument tatsächlich beschränkt auf Innovation wirken kann.

Daneben ist zu prüfen, inwiefern die 125-MW Grenze angehoben oder flexibilisiert werden kann, um mögliche Mehrbedarfe des Testens neuer und leistungsfähigerer Anlagentypen nicht durch künstliche Grenzen zu verhindern. Die bestehende Begrenzung wird den technologischen Entwicklungen moderner Windenergieanlagen nicht mehr gerecht. Damit wird die Erprobung, Validierung und Markteinführung innovativer Anlagentechnologien in Deutschland gedeckelt. Gerade im internationalen Wettbewerb ist es entscheidend, dass neue Anlagengenerationen und Parkkonzepte unter realen Bedingungen getestet werden können. Die starre Kapazitätsgrenze führt dazu, dass Innovationen verzögert oder ins Ausland verlagert werden.

Mit den durch steigenden Wettbewerb sinkenden Zuschlagswerten werden auch die Referenzwerte für Pilotwindenergieanlagen perspektivisch abnehmen. Gleichzeitig weisen Pilotvorhaben aufgrund ihres Innovationscharakters häufig höhere Entwicklungs-, Validierungs- und Realisierungskosten auf als etablierte Standardprojekte. Hier sollte sichergestellt werden, dass eine ausreichende Förderhöhe Investitionen anreizt. Dabei sollte geprüft werden, ob die bestehende Ableitung der Vergütung aus den Ausschreibungsergebnissen den besonderen Anforderungen und Kostenstrukturen innovativer Pilotprojekte weiterhin ausreichend Rechnung trägt.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen müssen so angepasst werden, dass Pilotwindenergieanlagen in notwendigem Umfang realisiert werden können und mit starkem Fokus auf Innovationen realisiert werden können, um Innovation, Skalierung und industrielle Stärke in Deutschland zu sichern.

§25 Beginn, Dauer und Beendigung der Zahlungspflichten

Es ist zu begrüßen, dass sich die Bundesregierung für einen planbaren Pfad zum Auslaufen der Förderung für kleine Solaranlagen mit Übergangsregelungen (i.V.m. §50c, §85) statt für einen abrupten Stopp entschieden hat. So kann ein plötzlicher Regimewechsel vermieden werden.

Abschnitt 3 Ausschreibungen

Abschnitt 3, Unterabschnitt 1 Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen

§28 Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Windenergie an Land

VDMA Power Systems begrüßt, dass der Ausbau der Windenergie an Land als tragende Säule der Energieversorgung verlässlich weitergeführt werden soll. Onshore-Windenergie ist kosteneffizient, schnell skalierbar und stärkt durch den starken industriellen Fußabdruck in Deutschland und Europa die energiepolitische Souveränität. Die Windindustrie liefert und wirkt als wichtiger Konjunkturfaktor in einer angespannten wirtschaftlichen Lage.

Die zusätzliche Ausschreibung von 12 GW Windenergie an Land im Rahmen des Klimaschutzprogramms ist positiv. Die Bundesregierung muss einen ambitionierten und möglichst stetigen Ausbau der Windenergie sowie planbare Rahmenbedingungen sichern. Ein ‚Auf- und Ab‘ erhöht Risiken und Kosten entlang der Lieferketten und Netze und muss unbedingt vermieden werden.

Die vorgesehene gleichmäßige und verstetigte Verteilung der Ausschreibungsvolumina über mehrere Ausschreibungsrunden trägt grundsätzlich zu Planungssicherheit und Umsetzbarkeit bei. Entscheidend bleibt, dass der Ausbaupfad insgesamt verlässlich und kontinuierlich ausgestaltet wird, um Investitionen entlang der Wertschöpfungs- und Lieferketten zu ermöglichen. Eine Konzentration großer Volumina in einzelnen Ausschreibungen würde die Umsetzbarkeit gefährden und zu Ineffizienzen führen.

Für die Sicherung eines stetigen ambitionierten Ausbaus ist zentral, dass der Investitionen nicht durch Verunsicherungen beim Netzanschluss verhindert werden.

Die im Referentenentwurf für das geplante Netzanschlusspaket vorgeschlagenen Regelungen müssen daher dringend so ausgestaltet werden, dass sie:

- den Zubau nicht verhindern, verzögern oder begrenzen,
- Investitionssicherheit für Projekte erhalten,
- und eine gerechte Synchronisierung von Erzeugungs- und Netzausbau sicherstellen.

Das Volumen der Resilienzausschreibungen sollte als zusätzliches Volumen deklariert und möglichst regelmäßig verteilt werden, so dass keine langen Zeiträume zwischen den einzelnen Ausschreibungsrunden liegen, damit es nicht zu einem langen Leerlauf von Projekten kommt, die möglicherweise bei einer Runde nicht zum Zuge kommen. Der Ansatz, gleichmäßig 4 Ausschreibungsrunden plus 2 Resilienzrunden gleichbleibend über das Jahr zu verteilen ist hierfür richtig.

Ein erfolgreicher Ausbau der Windenergie an Land, ist eine der Säulen für einen starken deutschen Energieanlagenbau und erfordert einen verlässlichen, investitionssicheren und kontinuierlichen Hochlauf – flankiert durch kalkulierbare Netzanschlussbedingungen.

§28c Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Biomasse

Zwar wurde das Ausschreibungsvolumen für Biogas leicht erhöht, Gleichzeitig sollen aber die Biomethan-Ausschreibungen wegfallen. Als Begründung wird dabei darauf verwiesen, dass Biomethan in anderen Sektoren benötigt wird. Das die energetische Effizienz bei der Nutzung in KWK-Anlagen am höchsten ist und gerade wieder erste Zuschläge erteilt wurden, bleibt unberücksichtigt.

Insgesamt ist das Ausschreibungsvolumen allerdings viel zu gering, um, wie es in der Begründung heißt, Bestandsanlagen eine Anschlussperspektive zu eröffnen. Es sollte deshalb regelmäßig geprüft werden, ob das Ausschreibungsvolumen für den Bestandserhalt ausreicht. Neben der Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für Biogas-Anlagen sollte auch der Wegfall der Biomethan-Ausschreibungen zurückgenommen werden.

Flexible Biogasanlagen können einen deutlich größeren Beitrag zur gesicherten Leistung auf Basis von Bestandsstrukturen schaffen. Durch die gewollte hohe Überbauung verteilt sich die Leistungserhöhung zudem auf wenige Anlagen, so dass der Rückbau von Bestandsanlagen weiter hoch bleibt. Auswertungen gehen z.B. davon aus, dass bei der letzten Auktion die Anlagen im Durchschnitt von ca. 600 kW auf mehr als 2 MW angestiegen sind. Nur durch eine deutliche Erhöhung der Ausschreibungsmengen wird eine solche, politisch gewollte Flexibilisierungsperspektive für viele Bestandsanlagen eröffnet.

Für Versorgungssicherheit, Residuallastdeckung und regionale Wärmenetze ist entscheidend, dass bestehende Biogas- und Biomasse-BHKW nicht nur formal an Ausschreibungen teilnehmen können, sondern eine realistische Anschluss- und Entwicklungsperspektive erhalten.

Die Ausschreibungsmengen sollten daher regelmäßig überprüft und bei Unterdeckung flexibler steuerbarer Leistung nachgesteuert werden. Dabei sollte keine starre Vorfestlegung auf neue Zielgrößen erfolgen, sondern eine fortlaufende Überprüfung, ob die Volumina tatsächlich geeignet sind, flexible Bestandsleistung marktfähig zu halten.

Die Frage der endogenen Mengensteuerung sollte dabei gesondert betrachtet werden. Sie darf nicht dazu führen, dass steigende Ausschreibungsvolumina die wirtschaftlichen Perspektiven bestehender flexibler Anlagen durch sinkende Zuschlagswerte untergraben.

Zur Einordnung des tatsächlichen Bedarfs sollte ergänzend transparent ausgewertet werden, wann welche Biogasanlagen mit welcher Leistung ans Netz gegangen sind. Das erleichtert die Bewertung, welche Bestandskapazitäten in den kommenden Jahren Anschluss- und Flexibilisierungsperspektiven benötigen.

Eine zentrale Rolle für die Überbauung hat zudem die entsprechende Erhöhung der Anschlussleistung des Netzverknüpfungspunktes. Nur mit schnellen und praxisgerechten Lösungen wird die dringend notwendige Flexibilisierung des vorhandenen Biogasparcs gelingen.

Weiterhin leidet die Bioenergie besonders unter vielen bürokratischen Vorgaben. Zwar enthält der Entwurf eine leichte Verbesserung beim Maisdeckel, insgesamt gibt es aber eine Vielzahl von Detailregelungen, die im Zuge der EEG-Novelle angepasst werden müssen.

Der Netzanschluss ist der zentrale Engpass für flexible Biomasse- und Biogas-Bestandsanlagen. Höhere Ausschreibungsvolumina helfen nicht, wenn zusätzliche flexible Leistung faktisch nicht ans Netz gebracht werden kann. Das Netzanschlusspaket verbessert zwar Transparenz, Digitalisierung und Reservierung von Netzanschlusskapazitäten; für flexible steuerbare Bestandsanlagen löst es das Kernproblem jedoch noch nicht ausreichend. Leistungserhöhungen durch Flexibilisierung und Überbauung bestehender Biogas-BHKW scheitern weiterhin häufig daran, dass Netzbetreiber keine verbindliche Anschlusszusage erteilen.

Gerade flexible Biomasse- und Biogas-BHKW können systemdienlich betrieben werden. Erforderlich ist ein klarer Anschlussanspruch für die Flexibilisierung bestehender Anlagen, sofern der Anlagenbetreiber einen netzdienlichen Betrieb vertraglich zusichert. Flexible Netzanschlussvereinbarungen dürfen nicht zu einem faktischen Vetorecht der Netzbetreiber führen, sondern müssen als verbindliches Instrument zur Aktivierung gesicherter Leistung ausgestaltet werden.

Es sollte klargestellt werden, welche Rolle Biomethan, flexible Gasmotoren und H₂-ready-BHKW künftig im Zusammenspiel von EEG, Kraftwerksstrategie und Versorgungssicherheit einnehmen sollen.

Der EEG-2027-Entwurf beendet die spezifische Förderung neuer Biomethanverstromung, indem die Biomethanausschreibungen gestrichen werden. Damit entfällt jedoch nicht nur ein einzelnes Fördersegment, sondern es entsteht eine Regelungslücke für Projekte, die steuerbare Stromerzeugung, KWK und Wärmenetzversorgung verbinden. Offen bleibt, über welches Instrument Biomethan, flexible Gasmotoren und H₂-ready-BHKW künftig zur Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze und kommunalen Wärmeplanung beitragen sollen. Dieser Klärungsbedarf sollte ausdrücklich benannt und im Zusammenspiel mit dem KWKG gelöst werden.

Für die kommunale Wärmeplanung ist Biomethan-KWK weiterhin relevant, weil sie steuerbare Stromerzeugung mit effizienter, erneuerbarer Wärmebereitstellung verbinden kann. Eine rein wärmeseitige Nutzung von Biomethan wäre vielerorts zu kostenintensiv; gerade die KWK-Kombination ermöglicht bezahlbarere Dekarbonisierungspfade, die bestehende Wärmenetze und Infrastrukturen weiter nutzen können. Die Streichung der Biomethanausschreibungen ist deshalb auch mit Blick auf Sektorenkopplung und kommunale Wärmeplanung kritisch zu bewerten.

Das EEG 2027 sollte die Funktion der dezentralen Biogas-BHKW als tragende Säulen vieler regionaler Wärmenetze ausdrücklich berücksichtigen: wärmegeführte und wärmenetzdienliche Biogas-KWK-Anlagen dürfen durch Flexibilitätsanforderungen nicht benachteiligt werden. Förder- und Ausschreibungsdesign sollten sicherstellen, dass Anlagen mit bestehender oder geplanter Wärmenetzintegration eine tragfähige Anschluss- und Betriebsperspektive erhalten. Gerade Bestandswärmenetze und bestehende KWK-Strukturen dürfen durch das Herausfallen von Biomethan nicht in fossile Ersatzlösungen gedrängt werden.

§28e Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Resilienzausschreibungen

Windenergie an Land: Das Volumen der Resilienzausschreibungen sollte als zusätzliches Volumen deklariert und möglichst regelmäßig verteilt werden, so dass keine langen Zeiträume zwischen den einzelnen Ausschreibungsrunden liegen, damit es nicht zu einem langen Leerlauf von Projekten kommt, die möglicherweise bei einer Runde nicht zum Zuge kommen. Der Ansatz, gleichmäßig 4 Ausschreibungsrunden plus 2 Resilienzrunden gleichbleibend über das Jahr zu verteilen ist hierfür richtig.

Photovoltaik: Aus Sicht von VDMA Power Systems bietet der aktuelle Entwurf keinen verlässlichen Marktrahmen für europäische Hersteller von PV-Systemen sowie deren Lieferkette. Dieser ist jedoch dringend erforderlich. Die Abhängigkeiten von einzelnen Lieferländern, wie sie bei den in Europa verbauten PV-Systemen und deren Komponenten vorliegen, ist in Hinblick auf technologische Souveränität und Resilienz in Europa besorgniserregend. Der Großteil der in Europa verbauten PV-Systeme und Komponenten kommt aus China. China nutzt gezielt Skaleneffekte und dominiert mit über 90 % Marktanteil die globale PV-Lieferkette. Staatliche Subventionen haben die Großhandelspreise für PV-Module zwischen 2022 und 2024 um rund 70 % gesenkt, mit gravierenden Folgen für europäische Hersteller, da die Module zu Preisen unter Herstellkosten verkauft werden und dies europäische Hersteller nicht ausgleichen können. Im Zusammenwirken der aktuellen geopolitischen Entwicklungen und dem Ziel klimaneutraler Energieversorgung muss hier dringend gegengesteuert und einseitige Energieabhängigkeiten vermieden werden. Hierfür bedarf es die Schaffung eines level playing fields anstelle zusätzlichen Kostendrucks auf die Lieferkette. Dies zählt auch auf die im Net Zero Industry Act (NZIA) formulierte Ziel ein, 30 GW Produktionskapazität entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Silizium, Wafer, Zellen, Module, Wechselrichter) bis 2030 zu erreichen.

Die Bundesregierung sollte daher für den Bereich Photovoltaik den Pfad für PV-Resilienzausschreibungen höher ansetzen und verlässlich aufwachsen lassen. Das bisher vorgesehen Volumen von 500 MW ist nicht ausreichend. Parallel ist der Aufbau europäischer Fertigungskapazitäten erforderlich. Die Umsetzung des NZIA sollte auf dieses Ziel ausgerichtet sein.

Abschnitt 3, Unterabschnitt 2 Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

§36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land

Das Referenzertragsmodell (REM) ermöglicht den bundesweiten Ausbau der Windenergie an Land. Es muss daher erhalten und optimiert werden.

In der Praxis entstehen Fehlanreize:

- sehr dichte Bebauung windstarker Standorte
- verminderte Parkwirkungsgrade durch Abschattungseffekte
- hohe Netzanschlussleistungen mit niedrigen Kapazitätsfaktoren
- Ergebnis: höhere System- und Stromgestehungskosten, mehr Redispatch und steigende Komplexität durch aufwändige TR10-Nachweise 5, 10 und 15 Jahre nach Errichtung.

Das Referenzertragsmodell sollte daher erhalten, aber gezielt optimiert werden, um Kosten zu senken, Netz und System besser zu integrieren und den Ausbau der Windenergie effizient fortzusetzen.

Zentrale Leitplanken für eine Anpassung:

- Bestandsschutz für fortgeschrittene Projekte
- Übergangsfristen für genehmigte Vorhaben
- Enge Einbindung der Industrie in die Ausgestaltung
- Verzahnung mit EEG-Novelle, NZIA und Strommarktdesign

Die vorgeschlagenen Anpassungen der Korrekturfaktoren sowie die Einführung regional differenzierter Untergrenzen für den Gütefaktor sollten mit Blick auf ihre Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit, Investitionssicherheit, regionale Ausbaupfade und die Wechselwirkungen mit weiteren Regelungen des EEG 2027 und des Netzanschlusspakets vertieft geprüft und gemeinsam mit der Windindustrie diskutiert werden.

Das Referenzertragsmodell muss erhalten, jedoch in einem künftigen Prozess gezielt gemeinsam mit der Windindustrie optimiert werden, zunächst mit Blick auf Parkwirkungsgraderhöhung, anschließend durch Anwendung eines Standortgüteatlas. So lassen sich langfristig Kosten senken, Netz und System besser integrieren und der Ausbau der Windenergie effizient fortsetzen. Bei diesem sensiblen Thema ist die Branche unbedingt einzubeziehen.

Flugwindenergie - EEG-Förderung als Innovationstreiber

Flugwindenergie wurde im Jahr 2024 in das EEG aufgenommen. Dies war ein wichtiger politischer Meilenstein für die FWE-Branche, da die Technologie als von „überragendem

öffentlichen Interesse“ anerkannt wurde. Mit den passenden Rahmenbedingungen kann in Deutschland eine neue aufstrebende Industrie für die Transformation wachsen – die zudem weltweit exportiert werden kann. FWE-Anlagen erzeugen Strom mittels an einem Seil befestigter Flügel bzw. Kites. Sie nutzen die starken und stetigen Winde in 400-800m Höhe bei sehr geringem Materialeinsatz.

Durch ihren hohen Kapazitätsfaktor und betriebliche Flexibilität kann FWE zur Diversifizierung des Strommixes und damit zur Resilienz des Stromsystems beitragen. Damit kann Flugwindenergie eine wichtige Rolle spielen: als innovative Energietechnologie, die bestehende Erneuerbare ergänzt und neue Potenziale erschließt.

Der politische Vorstoß des Bundesrates, geeignete luftrechtliche Voraussetzungen zu schaffen, weist hier notwendige Klarstellungen auf genehmigungsrechtlicher Seite auf, die zum Hochlauf von FWE dringend notwendig ist.

Seit der Aufnahme ins EEG ist es jedoch nicht zu einem Hochlauf an FWE-Anlagen gekommen, was insbesondere darauf zurückzuführen ist, dass die jetzige Vergütung nicht kostendeckend ist. Die schwarz-rote Koalition hat im Koalitionsvertrag beschlossen, die für den Ausbau der FWE erforderlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. Im EEG sollte nun die Möglichkeit geschaffen werden, die ökonomischen Voraussetzungen für den Ausbau der FWE in Deutschland zu verbessern. Jetzt kommt es darauf an, wirksame Investitionsmechanismen für die frühe Marktphase zu schaffen.

Planungssicherheit und geeignete Investitionsinstrumente helfen dabei, den Weg von Forschung und Pilotierung zur industriellen Skalierung zu beschleunigen und Wertschöpfung in Deutschland zu halten.

§ 37b Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments

In Hinblick auf die geplante Erlösabschöpfung sollte eine Übergangsfrist für Projekte, die 2027 in die Ausschreibung gehen, gewährt und mit der dynamischen Ermittlung des gesetzlichen Höchstwerts erst zu einem späteren Zeitpunkt begonnen werden. Dies sichert die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit und gibt Marktakteuren genug Zeit, die Veränderung des Förderregimes angemessen einzupreisen.

Abschnitt 3, Unterabschnitt 3 Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments

§ 38 Besondere Zahlungsbestimmungen für Solaranlagen des ersten Segments

Die beabsichtigte Einschränkung der Standortflexibilität sollte kritisch geprüft werden. Insbesondere bei Projekten über 1 MW kann die Möglichkeit, auf veränderte Genehmigungs-, Naturschutz- oder Flächenverfügbarkeiten zu reagieren, wesentlich für die Realisierung eines Vorhabens sein. Eine Streichung der Standortflexibilität kann die Kosten für den Zubau erhöhen.

§ 38a Anpassung des anzulegenden Wertes bei besonderen Solaranlagen

Die besondere Berücksichtigung von Agri-PV und Moor-PV-Anlagen soll künftig über die Anpassung des anzulegenden Werts nach § 38a statt über ein eigenes Zuschlagsverfahren nach § 37d abgebildet werden. Es ist zu begrüßen, dass die Bundesregierung damit die Bedeutung innovativer Solarenergiesysteme weiterhin anerkennen will.

Es muss jedoch sichergestellt werden, dass der neue Mechanismus nach § 38a einen gleichwertigen Investitionsrahmen für Agri-PV schafft, wie er über die Regelung in § 37d ursprünglich angelegt war. Die Mehrkosten für besondere Solaranlagen müssen in den Ausschreibungen angemessen berücksichtigt werden. Obwohl die europarechtliche Genehmigung noch ausstand, wurden in der Agri-PV Branche auf dieser Grundlage bereits Investitionen getätigt. Die Schaffung eines gleichwertigen Mechanismus entspricht auch dem Ziel des Koalitionsvertrags „Doppelnutzung, wie zum Beispiel durch Parkplatz-, Agri- und Floating-Photovoltaik“ zu erleichtern. Innovative Solarenergiesysteme tragen entscheidend zu dieser Doppelnutzung bei. Es sollte zudem auf eine möglichst schnelle Genehmigung des Mechanismus auf EU-Ebene hingewirkt werden.

Abschnitt 3, Unterabschnitt 4 Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments

Abschnitt 3, Unterabschnitt 5 Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Abschnitt 3, Unterabschnitt 6 (weggefallen)

Abschnitt 3, Unterabschnitt 7 Resilienzausschreibungen

Abschnitt 4 Gesetzliche Bestimmung der Zahlung

Abschnitt 4, Unterabschnitt 1 Anzulegende Werte

Abschnitt 4, Unterabschnitt 2 Zahlung für Flexibilität

Abschnitt 4, Unterabschnitt 3 Zahlungen für den Hochlauf der Direktvermarktung

Abschnitt 5 Rechtsfolgen und Strafen

Teil 4 Weitergabe und Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien

Teil 5 Transparenz

Abschnitt 1 Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

Abschnitt 2 Stromkennzeichnung und Doppelvermarktungsverbot

Teil 6 Rechtsschutz und behördliches Verfahren

Teil 7 Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen

Abschnitt 1 Verordnungsermächtigungen

§88d Verordnungsermächtigung zu Resilienzausschreibungen Resilienz VO

VDMA Power Systems unterstützt die Ziele des NZIA, Abhängigkeiten von einzelnen Herkunftsländern zu vermeiden. Für ein versorgungssicheres, kosteneffizientes und klimaneutrales Energiesystem sowie die Verringerung von Abhängigkeiten in Europa ist eine effiziente und resiliente europäische Lieferkette erforderlich.

Der NZIA-Umsetzungs-Rechtsakt zielt jedoch lediglich auf eine internationale Diversifizierung der Lieferketten ab. Damit die Industrie in Europa investiert und ihre Wertschöpfung ausbaut, sind über den EU-NZIA hinaus zusätzliche Maßnahmen und eine konsistente europäische industriepolitische Strategie erforderlich, die auch ein globales wettbewerbliches level playing field sowie wirtschaftliche Standortfaktoren und eine verlässliche Nachfrage in der EU und ihren Mitgliedsstaaten berücksichtigt. Hierfür sollte sich die Bundesregierung in der EU etwa bei der Durchsetzung und Umsetzung des Industrial Accelerator Acts (IAA) weiter einsetzen.

Die Ausgestaltung der Anforderungen sollte möglichst EU-weit harmonisiert erfolgen und darf nicht zu übermäßigen bürokratischen Hürden oder zu technologischer Diskriminierung führen. In die Ausgestaltung der entsprechenden Verordnung muss die Industrie angemessen eingebunden werden.

Nachweisverfahren

- Um zusätzlichen bürokratischen Aufwand für die Überprüfung der Herkunft von Komponenten zu vermeiden, sollten keine zusätzlichen/neuen bürokratischen Verfahren geschaffen werden. Grundsätzlich sollten Lieferantenerklärungen als gültiger Herkunftsnachweis im Importprozess akzeptiert werden – begleitet von geeigneten Stichprobenverfahren durch die Behörden.
- Die Konformität wird mit der Abgabe des Gebots erklärt. Allerdings sollte der Konformitätsnachweis erst bei/nach der Lieferung und nicht zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe verlangt werden, um die Flexibilität der Lieferkette zu erhalten und mögliche Optimierungen oder alternative Lösungen zu ermöglichen.
- Unternehmen sollten nicht für die Nichtlieferung von Projekten im Rahmen des NZIA pönalisiert werden, wenn höhere Gewalt und unvorhergesehene Marktbeschränkungen auftreten, die außerhalb ihrer Kontrolle liegen.

Cybersicherheit

Cybersicherheitsanforderungen müssen Sorge dafür tragen, dass ausschließlich vertrauenswürdige Anlagen und Systeme ans Netz kommen. Cybersicherheit sollte daher als Präqualifikationskriterium für alle Ausschreibungen und 100% der Volumina angewendet werden und das vollständige Energiesystem abdecken. Der Risikomanagementbasierte Ansatz der EU-NIS2 bietet hierfür eine wichtige Grundlage. Jedoch besteht eine Regelungslücke bezüglich berechtigtem Fernsteuerungszugriff auf Anlagen von Herstellerseite. Die aktuelle Gesetzeslage reguliert nicht ausreichend nicht-technische Risiken auf Gesamtanlagenebene, die seitens Herstellern aus nicht-vertrauenswürdigen Lieferländern potenziell immense Risiken für die nationale Sicherheit mit sich bringen. Das Cybersicherheitskriterium vermeidet Risiken nur ausreichend, wenn hier zusätzliche Regelungen getroffen werden – auch mit Blick auf kumulierten herstellerseitigen Zugriff aller ans Netz angeschlossener Anlagen, sofern dieser eine kritische Schwelle übersteigt. Entsprechende Maßnahmen muss die Bundesregierung umsetzen. Dies sollte bereits im Gesetz verankert werden anstelle der geplanten Verordnung. Die jüngste Entscheidung der EU-Kommission, europäische Fördermittel nicht mehr für Wechselrichter aus Hochrisiko-Staaten bereitzustellen, verdeutlicht die Relevanz der entsprechenden Sicherheitsrisiken.

Windenergie an Land

- In Bezug auf das Kriterium der Resilienz die Regel für die maximal zulässige Anzahl von Komponenten aus China als Präqualifikationskriterium anwenden.
- Die Regel zur Diversifizierung von stark importabhängigen Komponenten (z. B. Permanentmagnete) als Vergabekriterium anwenden, allerdings nicht bevor diversifizierte Lieferketten gem. dem Resilienz-Fahrplan für Permanentmagnete ([Link](#)) verlässlich und sicher etabliert sind. Wichtig ist nun die Umsetzung der Maßnahmen europaweit gemeinsam mit weiteren Abnehmerindustrien, um die Möglichkeiten der Diversifizierung besser nutzen zu können. Eine Regulierung auf Basis solch instabiler oder noch nichtexistierender Lieferquellen birgt ein hohes Risiko: Selbst Hersteller mit grundsätzlich diversifizierten Lieferketten könnten als nicht regelkonform gelten – nicht aufgrund technischer Schwächen, sondern wegen unerfüllbarer Vorgaben. Die Folgen wären Sanktionen oder der Ausschluss aus Ausschreibungen, was Innovation, Wettbewerb und Investitionen gefährden würde.
- In Bezug auf das Kriterium der Nachhaltigkeit sind folgende Aspekte zu beachten:
 - Vergleiche von Lebenszyklusanalysen (LCA) sollten nicht als Vergabekriterium verwendet werden. Ein Präqualifikationskriterium, welches das Vorhandensein von LCAs bei OEMs überprüft, ist denkbar.
 - Recyclingfähigkeit – WindEurope stellt auf die Verpflichtung der europäischen Windindustrie zum Deponieverbot von 100 % der ausgemusterten Rotorblätter als Präqualifikationskriterium ab.
 - Methoden zur Berechnung des CO₂-Fußabdrucks von Projekten sind nicht ausreichend standardisiert und damit die Vergleichbarkeit nicht gegeben ist.
 - Die Beschreibungen möglicher Kriterien zu Biodiversität, Energieeffizienz, Wasser und Verschmutzung (Art. 8 - 13) sind zu unkonkret, um mögliche Kriterien zu

definieren auf die sich die Industrie einstellen kann. Darüber hinaus sind diese Inhalte bereits in einer Vielzahl anderer Regelungen hinreichend geregelt, so dass eine Anwendung dieser Inhalte als Kriterien in Ausschreibungen nicht sachgerecht erscheint und daher für Windenergie an Land nicht erfolgen sollte.

- Das Kriterium Innovation (Art. 14) muss Markt und/oder industriegetrieben erfolgen. Ein künstliches Anreizen durch Ausschreibungen erscheint nicht sachgerecht und auch nicht realistisch, da aufgrund von Innovationszyklen nicht in jeder Ausschreibung tatsächliche innovative Technologien eingebracht werden können.
- Systemintegration könnte als Vergabekriterium verwendet werden – wenn eine angemessene Ausgestaltung gelingt.

Photovoltaik:

- Die nicht-preislichen Kriterien des NZIA stellen sicher, dass Ausschreibungen neben dem Preis auch Resilienz, Nachhaltigkeit und Systemintegration berücksichtigen und so ein robustes Energiesystem stärken. Dabei ist wichtig, dass Kriterien möglichst EU-weit harmonisiert ausgestaltet und angewendet werden.
- Systemintegrationsvorgaben können unterstützen, dass geförderte PV-Anlagen weniger Mittagsspitzen und mehr Winterertrag liefern und so Netzstabilität und Versorgungssicherheit stärken. Zum Beispiel leistet Agri-PV durch ihre Flächeneffizienz, die Verbindung von landwirtschaftlicher Nutzung und Energieerzeugung sowie ihrer hohen lokalen Akzeptanz einen substanziellen Beitrag zur Resilienz des Energiesystems. Gleichzeitig ermöglicht die technologische Ausgestaltung von Agri-PV-Anlagen eine stärkere Systemintegration. Durch technologieoffene Ansätze – etwa bei Aufständigung, Modulneigung oder Ost-West-Ausrichtung – können Erzeugungsprofile gezielt beeinflusst werden, insbesondere in Zeiten geringerer Netzbelastung wie in den Morgen- und Abendstunden. Zudem ist die Agri-PV durch die typischerweise großen Reihenabstände für systemdienliche Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung (nachgeführt, statisch und vertikal) besonders geeignet. Stromspeicher erhöhen zusätzlich die Flexibilität und tragen zur Glättung von Einspeisespitzen bei. Co-Location-Systeme können so einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems leisten und den vorhandenen Druck auf den Netzausbau abmildern. Diese systemischen Vorteile sollten sich im Ausschreibungsdesign widerspiegeln.
- Europäische PV-Systeme können dank ihres geringeren CO₂-Fußabdrucks im Nachhaltigkeitskriterium punkten – ein zentrales Instrument, um sie in öffentlichen Ausschreibungen zu stärken.

Abschnitt 3 Schlussbestimmungen

Anlage 1 Höhe der Marktprämie

Anlage 2 Referenzertrag

Anlage 3 Voraussetzungen und Höhe der Flexibilitätsprämie

Anlage 4 Südregion

Artikel 2 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes
(EnWG)

Artikel 3 – Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes
(MsbG)

Artikel 4 – Änderung der Erneuerbare-Energien-
Verordnung (EEV)

Artikel 5 – Innovationsausschreibungsverordnung
(InnAusV)

Artikel 6 – Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)

Kontakt:

[REDACTED]
[REDACTED] Power Systems
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED] Power Systems Energiepolitik
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED] Power Systems Solar- und Energiespeichersysteme
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED] Power Systems Technik & Innovation
[REDACTED]
[REDACTED]

Lobbyregister: R000802
EU-Transparenzregister ID: 9765362691-45

[vdma.eu](https://www.vdma.eu)