Stellungnahme

BWE
Bundesverband WindEnergie

Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Ergänzende Stellungnahme des Sprecherkreises des BWE-Finanziererbeirats
zum Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3

März
2026

Inhalt

1 Das Wichtigste in Kürze 3

2 Einleitung 3

3 Bedeutung der Non-recourse-Projektfinanzierung als Grundlage einer kosteneffizienten Energiewende 4

4 Kapazitätsentgelte 5

4.1 Vorschlag der Bundesnetzagentur 5

4.2 Forderungen zur Ausgestaltung 5

5 Dynamische Netzentgelte 6

5.1 Wirkung vergleichbar mit Redispatch ohne Entschädigung 6

5.2 Konsequenz: 7

6 Rückwirkende Anwendung auf Bestandsprojekte 8

6.1 Folgen für laufende Projekte 8

6.2 Konsequenz für zukünftige Finanzierungen: 9

7 Fazit 9

Impressum 12

1 Das Wichtigste in Kürze

Diese Stellungnahme ergänzt die Verbandsstellungnahme des BWE. Aufgrund der besonderen Dringlichkeit nimmt der Sprecherkreis des Finanziererbeirats des BWE zu den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten im Festlegungsverfahren AgNes wie folgt Stellung:

Grundsätzlich vertreten wir die Position, dass die vorgeschlagene Kombination aus dynamischen Netzentgelten und jährlich schwankenden Kapazitätsentgelten ohne verbindliche Obergrenze für projektfinanzierte Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) nicht kalkulierbar ist. Somit wird das bewährte Instrument der Non-Recourse-Projektfinanzierung erheblich gefährdet.

Besonders kritisch bewerten wir eine eventuelle rückwirkende Anwendung dieser Entgelte auf Bestandsanlagen. Dies untergräbt den Vertrauensschutz, belastet bereits finanzierte Projekte nachträglich und gefährdet die Finanzierbarkeit der Energiewende zu kosteneffizienten Konditionen.

Eine frühzeitig im Verfahrensablauf festzulegende fixe oder über eine wirtschaftlich vertretbare Obergrenze gut kalkulierbare Einführung von Netzentgelten hat selbstverständlich Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit der Projekte. Dies dürfte jedoch ein für alle Beteiligten handhabbares Vorgehen sein.

Das Gelingen der Energiewende hängt entscheidend von der breiten Bereitstellung von Finanzierungsmitteln ab. Daher sind wir überzeugt, dass unsere Perspektive als Finanzierer einen wichtigen Beitrag im weiteren Prozess leisten kann.

Gerne stehen wir als Sprecher des Finanziererbeirats beim Bundesverband WindEnergie e. V. für weitere fachliche Gespräche – auch kurzfristig – bereit.

2 Einleitung

Eine zentrale Grundlage für die bislang günstigen Finanzierungsbedingungen von Wind- und PV-Anlagen ist der aktuell stabile und verlässliche regulatorische Rahmen. Er ermöglicht langfristige Planungssicherheit, was zu niedrigen Kapitalkosten und vergleichsweise geringen Eigenkapitalanforderungen führt. Gleichzeitig hat sich dieser Rahmen als entscheidender Treiber für den Ausbau erneuerbarer Energien etabliert und trägt dazu bei, eine breite Vielfalt an Akteuren auf dem Markt zu erhalten.

Ein wesentlicher Bestandteil der Finanzierung von Wind- und PV-Anlagen ist die Non-recourse-Projektfinanzierung. Dieses Finanzierungsmodell funktioniert jedoch nur effizient, wenn langfristige (vertragliche oder gesetzliche) Sicherheit über alle relevanten Ertrags- und Kostenfaktoren besteht.

Die von der BNetzA am 17. Februar 2026 vorgelegten Orientierungspunkte sehen vor, ab 2029 sowohl dynamische Netzentgelte mit Anreizfunktion als auch Kapazitätsentgelte mit Finanzierungsfunktion für volleinspeisende Erzeugungsanlagen einzuführen[1]. Diese Entgelte würden eine neue, schwer

[1] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

kalkulierbare Kostenkategorie darstellen, deren Höhe und Entwicklung über die typische Kreditlaufzeit von etwa 20 Jahren nicht verlässlich prognostiziert werden kann.

3 Bedeutung der Non-recourse-Projektfinanzierung als Grundlage einer kosteneffizienten Energiewende

Bei einer Non-recourse-Projektfinanzierung erfolgt die Kreditvergabe ausschließlich auf Basis der gut prognostizierbaren Cashflows der Projektgesellschaft, ohne dass später auf die Sponsoren/Eigenkapitalgeber zurückgegriffen wird.

Kreditgeber bewerten:

- langfristige Erlösstrukturen (u. a. EEG-Vergütung, PPA-Verträge)
- OPEX-Komponenten (u. a. Wartung, Versicherung, Pacht)
- technische und regulatorische Risiken
- Kapitaldienstdeckungsraten/Debt-Service-Coverage-Ratios (DSCR) über die Kreditlaufzeit

Die Kalkulation dieser Projekte basiert auf der Annahme stabiler und vorhersehbarer rechtlicher Rahmenbedingungen.

Schwankende oder unbegrenzte Kostenkomponenten führen zu:

- höheren Risikoaufschlägen im Zinssatz
- niedrigeren Beleihungsquoten (Loan-to-Value)
- strengeren Covenants
- kürzeren Laufzeiten

In Extremfällen kommt es zur Unfinanzierbarkeit von Projekten.

Projektfinanzierungen haben maßgeblich dazu beigetragen, dass die Stromgestehungskosten für Wind- und Solarenergie in den letzten zehn Jahren um über 70 % gesunken sind.[2][3]

Dies war durch folgende Faktoren möglich:

- langfristige, günstige Fremdkapitalkonditionen
- hohe Fremdkapitalquoten (bis zu 80–90 %)
- Wettbewerb zwischen Finanzierern
- Standardisierung von Finanzierungsstrukturen

Jede Erhöhung der Unsicherheit in den Kostenstrukturen verteuert Finanzierungen und erhöht letztlich den Förderbedarf bzw. den notwendigen anzulegenden Wert bei den Ausschreibungsgeboten.

[2] Fraunhofer ISE. (2025). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien 2025. Freiburg.

[3] International Energy Agency. (2025). World Energy Outlook 2025. Paris: IEA Publications.

4 Kapazitätsentgelte

4.1 Vorschlag der Bundesnetzagentur

Die BNetzA schlägt Kapazitätsentgelte in einer Größenordnung von 4–7 €/kW pro Jahr vor. Diese beziehen sich auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität.[4]

Diese Beträge basieren auf einem ersten Rechenbeispiel und beinhalten:

- den europarechtlich erlaubten Finanzierungsbeitrag von 0,50 €/MWh
- hälftige Systemdienstleistungskosten (Regel- und Verlustenergie)
- je nach Bezug auf ÜNB- oder VNB-Ebene unterschiedliche Höhen

Aus den Orientierungspunkten geht hervor, dass:

- Die genannten Beträge können als „maßvoll“ charakterisiert werden, es erfolgt jedoch keine rechtlich bindende Deckelung.
- Die BNetzA sich das Recht vorbehält, Kapazitätsentgelte anzupassen oder entfallen zu lassen, „sofern die Erlöse aus den dynamischen Arbeitspreisen und dem Baukostenzuschuss bereits ausreichende Finanzierungsbeiträge leisten”.[5]
- Es gibt keine klare Regelung zur Indexierung oder Entwicklung über die Zeit.

Aus Sicht projektfinanzierender Banken bedeutet dies: Weder Banken noch Projektierer können eine verlässliche Prognose zur OPEX-Entwicklung über eine mögliche Finanzierungslaufzeit von 20 Jahren abgeben.

Die Kapazitätsentgelte könnten im ungünstigen Fall:

- von 4 €/kW auf 7 €/kW oder darüber steigen,
- jährlich neu festgelegt werden, abhängig von politisch-regulatorischen Entscheidungen und
- in einzelnen Netzgebieten unterschiedlich hoch ausfallen.

4.2 Forderungen zur Ausgestaltung

Sollten Kapazitätsentgelte eingeführt werden, halten wir folgende Punkte für erforderlich:

1. **Verbindliche Obergrenze:**
   Gesetzlich oder regulatorisch festgelegte Deckelung über die komplette Lebensdauer der jeweiligen Anlage (Bestandsschutz, z. B. max. 5 €/kW).
2. **Klare Anpassungsregel:**
   Feste Bandbreiten für jährliche Änderungen mit einer Obergrenze (die Banken würden jedoch den maximalen Wert berücksichtigen).

[4] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

[5] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

3. **Bundeseinheitlichkeit:**
   Denn regionale Unterschiede verzerren die Standortwahl, beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen Anlage in den Ausschreibungsgeboten und erschweren die Kalkulation.

5 Dynamische Netzentgelte

Die BNetzA erwägt, ab 2029 dynamische Netzentgelte mit Anreizfunktion einzuführen.[6]

Diese sollen:

- zeit- und ortsabhängig sein (viertelstündliche Differenzierung)
- an die hälftig auf Einspeiser umgelegten Engpassmanagementkosten (Redispatch, Einspeisemanagement) geknüpft sein
- niedrig beginnen (orientiert an der EU-Obergrenze von 0,50 €/MWh zzgl. Systemdienstleistungskosten)
- „vorzeichengerecht" ausgestaltet sein. Zahlung bei Netzbelastung, Erlös bei Netzentlastung

Die Arbeitshypothese der BNetzA besagt, dass 50 % der Engpassmanagementkosten bei Einspeisern angesetzt werden. Bei Engpasskosten von etwa 1,4 Mrd. € (2024) und einem Engpassvolumen von 14.469 GWh ergibt sich ein Beispielpreis von ca. 0,10 €/kWh in Engpasssituationen.[7]

5.1 Wirkung vergleichbar mit Redispatch ohne Entschädigung

Heutige Situation:

Wenn eine Windenergie- oder PV-Anlage aufgrund von Netzengpässen abgeregelt wird, erhält der Betreiber einen Ausgleich für die entgangenen Erlöse. Dieser Ausgleich sichert die Wirtschaftlichkeit der Anlage und ist in Finanzierungsmodellen als kalkulierbares Risiko erfasst.

Künftige Situation mit dynamischen Netzentgelten:

Anstatt das Projekt abzuregeln und zu entschädigen, könnten dynamische Netzentgelte in Engpasssituationen so hoch sein, dass eine Einspeisung wirtschaftlich unattraktiv wird. Der Betreiber müsste dann entweder die Einspeisung freiwillig reduzieren oder ein hohes Netzentgelt zahlen, wodurch sich der Deckungsbeitrag stark verringert oder sogar vollständig eliminiert wird.

Faktische Wirkung:

- Das Projekt trägt netzbedingte Zusatzkosten bzw. Erlösminderungen, die sich durch weiteren Zubau auch wesentlich verändern können („Netzrisiko").
- Diese treten systematisch in Zeiten hoher Wind-/PV-Erzeugung auf (gerade dann, wenn die

[6] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

[7] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

Anlagen ihre Haupterlöse erzielen sollten).

- Es gibt keinen Anspruch auf vollständige Kompensation wie beim Redispatch.
- Für witterungsabhängige EE-Anlagen ist die Vermeidung durch Anpassung des Fahrplans praktisch nicht möglich.

Die BNetzA weist selbst darauf hin, dass „bei Erzeugungsanlagen mit ähnlichen Grenzkosten, also vor allem bei EE-Anlagen, ungewünschte Überreaktionen durch ein dynamisches Netzentgelt verhindert werden“ müssen.[8] Dies zeigt, dass die Regulierungsbehörde das Problem zwar erkannt hat, aber noch keine belastbare Lösung vorliegt.

Die daraus resultierenden Unsicherheiten sind für Investoren und Banken nicht mehr kalkulierbar, wodurch die Finanzierbarkeit gefährdet wird. Aus Bankensicht entsteht dadurch ein „Netzrisiko“, das bisher nicht existierte.

- Die Höhe des dynamischen Entgelts hängt von zukünftigen Engpassmanagementkosten ab, die politisch, technisch und durch Netzausbau beeinflusst werden.
- Die räumliche und zeitliche Verteilung von Engpasssituationen ist über 20 Jahre nicht prognostizierbar.
- Wind- und PV-Anlagen haben dargebotsabhängig keine Möglichkeit, die Anreizwirkung dynamischer Entgelte erlösneutral oder -erhöhend zu nutzen.

5.2 Konsequenz:

Kreditgeber könnten die Entgeltsituation nicht über die Finanzierungslaufzeit kalkulieren und müssten dieses Risiko ähnlich wie ein regulatorisches Curtailment-Risiko ohne Kompensation behandeln. Dies führt zu:

- Höheren Risikoaufschläge in der Kalkulation,
- niedrigeren Fremdkapitalanteilen, mithin höhere Eigenkapitalanforderungen,
- niedrigeren Beleihungsquoten und/oder
- zusätzlichen Anforderung bei den Sicherheiten.

Falls dynamische Netzentgelte eingeführt werden sollen, fordern wir Folgendes:

1. **Obergrenze für Einzelsituationen:** Maximale Höhe des dynamischen Entgelts pro Zeiteinheit (z. B. max. 5 €/MWh).
2. **Jahresbudget-Cap:** Maximale jährliche Gesamtbelastung pro Anlage (z. B. max. 2 % des Jahresumsatzes).
3. **Vorzeichengerechtigkeit auch für Einspeiser sicherstellen:** Die Ausgestaltung muss symmetrisch sein, sodass netzdienliches Verhalten tatsächlich belohnt wird.
4. **Schutz vor systematischen Mehrbelastungen:** Anlagen, die strukturell in Engpassregionen liegen, dürfen nicht dauerhaft benachteiligt werden. Hier sollte durch eine zeitlich klare und eng

[8] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

bemessene Begrenzung die Kalkulierbarkeit und Tragbarkeit gewährleistet werden.

5. **Transparente Prognosen:** Netzbetreiber müssen Day-Ahead-Signale mit ausreichender Vorlaufzeit veröffentlichen.

6 Rückwirkende Anwendung auf Bestandsprojekte

In ihren Orientierungspunkten erkennt die BNetzA an, dass „Fragen des Bestandsschutzes für Einspeiser in besonderem Maße" bestehen.[9] Sie tendiert dazu, bei Anlagen, die auf Basis staatlich organisierter Auktionsverfahren (EEG-Ausschreibungen) unter Annahme konstanter Rahmenbedingungen investiert wurden, einen Vertrauensschutz anzuerkennen.

Entscheidend ist jedoch der „Point of no Return": Mit Abgabe des Gebots und Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung entsteht eine Realisierungspflicht. Die Investitionsentscheidung wird rechtlich und wirtschaftlich unumkehrbar.

Die Projektgesellschaft hat:

- Kapital gebunden,
- langfristige Verträge (Lieferverträge, Wartungsverträge, Pachtverträge) geschlossen und
- Finanzierungsstrukturen aufgesetzt.

Diese Entscheidungen basierten auf der Annahme, dass die geltende Befreiung der EE-Einspeiser von Netzentgelten bestehen bleibt bzw. keine zusätzlichen Entgelte erhoben werden.

Die BNetzA erwägt jedoch, den Vertrauensschutz ab dem 17. Februar 2026, dem Datum der Veröffentlichung des Orientierungspapiers, des Beschlussentwurfs oder der Festlegung, auszuschließen.[10]

6.1 Folgen für laufende Projekte

Das bedeutet, dass alle Projekte, die ab diesem Zeitpunkt bezuschlagt und finanziert wurden bzw. werden, ab 2029 (rückwirkend) mit Kapazitäts- und dynamischen Entgelten belastet werden könnten.

Damit haben alle aktuell bezuschlagten Projekte ein unbekanntes Kostenrisiko, da es nicht näher definiert ist. In der Konsequenz sind sie aus folgenden Gründen nicht mehr projektfinanzierungsfähig:

- Kreditverträge wurden unter anderen Prämissen geschlossen.
- Business Cases enthielten keine Einspeiseentgelte.
- DSCR-Berechnungen basierten auf niedrigeren OPEX.
- Covenants (z. B. Mindest-DSCR) wurden auf dieser Basis vereinbart.

Einführung von rückwirkenden Einspeiseentgelten ab 2029 führt somit zu:

[9] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

[10] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

- Covenant-Brüchen bei knapp kalkulierten Projekten.
- Notwendigkeit von Nachverhandlungen oder Restrukturierungen.
- Im Extremfall: Zahlungsunfähigkeit von Projektgesellschaften.

Die Ankündigung jeglicher rückwirkender Kostenbelastungen hat zwei gravierende Effekte:

- Bestandsrisiko: Banken müssen ihre bestehenden EE-Portfolios neu bewerten und höhere Risikovorsorge bilden.
- Präzedenzfall-Risiko: Wenn der Gesetzgeber/Regulierer einmal nachträglich Kosten auferlegt, kann dies jederzeit wieder geschehen.

6.2 Konsequenz für zukünftige Finanzierungen:

Investoren und Kreditgeber werden das Risiko weiterer nachträglicher Kostenverschiebungen in ihre Rendite- und Pricing-Anforderungen einpreisen:

- höhere Risikoprämien,
- kürzere Kreditlaufzeiten und/oder
- niedrigere Beleihung.

Dies wäre der erste substantielle rückwirkende Eingriff in bestehende Finanzierungen und würde ein Milliarden-Portfolio der EE-finanzierenden Banken treffen. Neben der massiven Erschütterung des Vertrauens in die Rahmenbedingungen würde die Energiewende unmittelbar verteuert und das Ziel kosteneffizienter Transformation spürbar beeinträchtigt.

Wir fordern deshalb:

1. **Vollständiger Bestandsschutz** für alle Projekte, die vor Veröffentlichung der Festlegung bezuschlagt wurden (EEG-Ausschreibungen, aber auch genehmigte PPA-Projekte).
2. **Übergangsregelung mit langfristiger Ausnahme** (mindestens für die Dauer der ursprünglich geplanten Finanzierung).
3. **Rechtssicherheit** durch klare gesetzliche Regelung im EEG, nicht nur regulatorische Zusage.
4. **Härtefallklausel** für Projekte, deren Wirtschaftlichkeit durch Einspeiseentgelte gefährdet würde.

7 Fazit

Wir bewerten die Orientierungspunkte der BNetzA zur Beteiligung von Einspeisern an Netzentgelten zunächst kritisch. Die vorgeschlagene Ausgestaltung ist in der genannten Form derzeit nicht kompatibel mit den Anforderungen langfristiger Projektfinanzierung und gefährdet somit die kosteneffiziente Finanzierbarkeit der Energiewende.

Non-recourse-Finanzierungen sind das zentrale Instrument zur Mobilisierung privaten Kapitals (Kreditvolumina: 20–30 Mrd. € p.a. für EE-Neuanlagen) für die Energiewende.

Dieses Instrument funktioniert jedoch nur bei:

- stabilen, langfristig vorhersehbaren Cashflows,

- Rechtssicherheit und Vertrauensschutz und
- begrenzten, quantifizierbaren Risiken.

Die Einführung von Einspeiseentgelten ohne klare Begrenzung untergräbt diese Grundlagen:

- Kapazitätsentgelte: Jährlich schwankend, keine Obergrenze.
- Dynamische Entgelte: Abhängig von zukünftigen Engpasskosten, nicht prognostizierbar.
- Rückwirkung: Bestandsanlagen gefährdet, Präzedenzfall für weitere Änderungen.

Konsequenzen:

- Rückzug einzelner Finanzierungsinstitute aus dem EE-Markt.
- Akteursvielfalt wird stark gefährdet.
- Finanzierungen für alle Projekte wird teurer (Risikozuschläge).
- Verlagerung zu kapitalintensiveren Finanzierungsformen (mehr Eigenkapital erforderlich).
- EE-Ausbau wird verlangsamt.

Unsere zentralen Kritikpunkte sind deshalb:

1. Kapazitätsentgelte ohne verbindliche Obergrenze schaffen unkalkulierbare Kostenrisiken über die Kreditlaufzeit von rd. 20 Jahren.
2. Dynamische Netzentgelte wirken wie Redispatch ohne Entschädigung und schaffen ein neues, schwer quantifizierbares Netzrisiko.
3. Rückwirkende Anwendung auf Bestandsanlagen ab 2029 untergräbt Vertrauensschutz und gefährdet bestehende Finanzierungsstrukturen.
4. Höhere Ausschreibungsgebote und steigender Förderbedarf konterkarieren das Ziel der Verbraucherentlastung.
5. Abschreckende Wirkung auf zukünftige Finanzierungen erhöht Kapitalkosten und bremst EE-Ausbau.

Wir appellieren daher an die BNetzA, die Orientierungspunkte so anzupassen, dass:

- klare, verbindliche und rechtzeitig festgelegte, wirtschaftlich vertretbare Obergrenzen für alle Entgeltkomponenten vorgegeben werden.
- Bestandsanlagen umfassend geschützt werden (kein Entfall des Vertrauensschutzes).
- Alternativen wie der Baukostenzuschuss vorrangig geprüft werden.
- ein Dialog mit Finanzierungsinstituten vor Beschlussfassung erfolgt.

Nur so kann sichergestellt werden, dass die Energiewende kosteneffizient finanziert werden kann und Deutschland seine klimapolitischen Ziele erreicht, ohne die bewährten Finanzierungsinstrumente zu gefährden.

Sollte eine Beteiligung der Einspeiser an Netzkosten politisch gewollt sein, favorisieren wir den einmaligen Baukostenzuschuss (BKZ) gegenüber laufenden Entgelten, weil:

- Einmalige, im Voraus bekannte Zahlung

- Planbar in Investitionsentscheidung und Finanzierung
- Kapazitätsdisziplinierende Wirkung am Point of Entry
- Keine laufenden Unsicherheiten während der Betriebsphase

Die BNetzA räumt selbst ein, dass Kapazitätsentgelte „obsolet werden könnten", wenn BKZ ausreichende Finanzierungsbeiträge liefern.[11] Wir unterstützen diesen Ansatz nachdrücklich und fordern eine zügige Umsetzung durch Änderungen des EEG, KWKG und KraftNAV.

[11] Bundesnetzagentur. (2026, Februar 17). Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA – Festlegungsverfahren AgNes GBK-25-01-1#3.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

iStock, acilo

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie hier.

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist ebenso als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie hier.

Ansprechpartner

[redacted]

Beteiligte Gremien

Sprecherkreis des Finanziererbeirats

Datum

27. März 2026