



CUBE
CONCEPTS

EEG 2027 · AGNES · NETZPAKET

Reformen ab 2027 im Überblick

Weshalb der 1. Januar 2027 für Energieprojekte entscheidend ist

CUBE CONCEPTS GmbH · cubeconcepts.de

Die dargestellten Wirtschaftlichkeitsannahmen beruhen auf aktuellen rechtlichen, technischen und marktlichen Rahmenbedingungen und auf als richtig unterstellten Angaben. Regulatorische oder herstellerseitige Änderungen können zu abweichenden Ergebnissen führen; eine Garantie oder Haftung für den Eintritt der prognostizierten Effekte wird ausgeschlossen. Stand Anfang September 2026.

Inhalte

01

Welche Reformen greifen ab 2027

Rechtsgrundlagen, Zeitpläne und Eckdaten.

02

Das CfD-Modell im Detail

Vom bisherigen System zum Differenzvertrag.

03

Wer ist betroffen?

Förderpflicht, Ausnahmen und das Wahlrecht der Betreiber.

04

Erlösmodell & Speicher

Warum die Erlösobergrenze Speicher belohnt.

05

Netzpaket & Netzanschluss

Warum Standort und Speicher jetzt entscheiden.

06

Flexible Connection Agreements (FCA)

Wie FCAs Netzanschlüsse beschleunigen.

07

Das Reifegradverfahren

Marktbereinigung durch das Ende des „Windhundprinzips“.

08

AgNes im Detail

Die Reformpläne der BNetzA zu Netzentgelten.

09

Wirtschaftlichkeit in der Praxis

Beispiel-Kalkulationen mit und ohne Batteriespeicher.

10

Fazit & nächste Schritte

Warum die Zeit drängt: Von der Idee bis zum laufenden Betrieb.

01

ÜBERSICHT

Welche Reformen greifen ab 2027?

Regulatorik, Stichtage und veränderte Systematiken

Der regulatorische Rahmen verschiebt sich grundlegend

Zwischen 2027 und 2029 verändern sich mehrere zentrale Rahmenbedingungen für Photovoltaik- und Batteriespeicherprojekte in Deutschland – nahezu zeitgleich und mit direkten Wechselwirkungen untereinander. Wer aktuell ein PV- oder BESS-Projekt plant, finanziert oder betreibt, sieht sich nicht mit einer einzelnen Reform konfrontiert, sondern mit einem ineinandergreifenden Paket aus Netzentgeltsystematik, Förderrecht und Netzanschlussregeln, das den geplanten Wechsel zu Kapazitätsmärkten einleitet.

Drei konkrete Reformstränge, ein Zeitfenster

AgNes – Netzentgelt-Reform der BNetzA

Die Netzentgeltstruktur wird auf ein kapazitätsbasiertes Modell umgestellt: Künftig zählt neben der Strommenge auch die bereitgestellte Leistung. Neu entstehen dadurch Entgelte für Industrieverbraucher, PV-Anlagen über 30 kW und netzgekoppelte Batteriespeicher. Die Systematik gilt grundsätzlich ab 1. Januar 2029 – doch die endgültige **Investitionsentscheidung für ein BESS muss vor dem 1. Januar 2027 fallen**, um den bestehenden Vertrauensschutz (20 Jahre Befreiung von den Netzentgelten auf den eingespeicherten Strom) zu sichern.

EEG 2027 – Umstellung auf Differenzverträge

Die bisherige Marktpremie wird durch einen echten, zweiseitigen Differenzvertrag ersetzt: In Hochpreisjahren müssen Betreiber ihre Mehrerlöse künftig als „Refinanzierungsbeitrag“ an den Netzbetreiber zurückzahlen. Betroffen sind EE-Neuanlagen ab 100 kW mit Förderbezug. Das neue Modell soll **zum 1. Januar 2027 in Kraft treten**.

Netzpaket 2026 – mit Redispatch-Vorbehalt

In Netzgebieten mit hoher Redispatch-Belastung erhalten neue Freiflächen-PV- und Windanlagen den Netzanschluss künftig nur, wenn sie teilweise auf Redispatch-Entschädigung verzichten. Das macht die Kombination mit Batteriespeichern (Co-Location) strukturell attraktiver. Auch diese Regelung greift **ab dem 1. Januar 2027**.

Verfahrensstände

AgNes

Die Bundesnetzagentur hat einen Festlegungsentwurf vorgelegt; er ist noch nicht endgültig. Aktuell läuft die Stellungnahmephase der Marktteilnehmer und Verbände. Mit der finalen Festlegung soll die bisherige StromNEV ab 2029 durch die neue, kapazitätsorientierte Systematik abgelöst werden. Auslöser ist der gesetzliche Auftrag, Netzentgelte stärker an der tatsächlich benötigten Netzkapazität auszurichten, statt allein an der bezogenen/eingespeisten Strommenge. **Erstmals werden aber konkrete Fristen benannt.**

EEG 2027

Kabinett und BMWF haben ihre Regierungsentwürfe am 29. Juli 2026 beschlossen; die Bundestagsberatung läuft im September 2026. Auslöser ist die EU-Strommarktreform 2024 (Art. 19d EU-Strombinnenmarktverordnung), die eine Umstellung auf zweiseitige CfDs spätestens bis 17. Juli 2027 zwingend vorschreibt – zusätzlich befeuert durch das Auslaufen der EU-Beihilfegenehmigung für das EEG 2023 zum 31.12.2026. **Mit größeren Änderungen ist jedoch nicht mehr zu rechnen.**

Netzpaket 2026

Das Netzpaket wurde zusammen mit der EEG-Novelle am 29. Juli 2026 von Kabinett und BMWF beschlossen und durchläuft seither ebenfalls die Bundestagsberatung. Im Vergleich zum ursprünglichen Referentenentwurf wurde die Schwelle für kapazitätslimitierte Netzgebiete bereits einmal entschärft (Redispatch-Anteil von 3 % auf 5 % angehoben, Ausweisungsdauer von 10 auf 6 Jahre verkürzt). Auslöser ist der wachsende Umfang kostenpflichtiger Redispatch-Maßnahmen in Netzgebieten mit hoher EE-Durchdringung. **Ob weitere Anpassungen folgen, ist zurzeit noch offen.**

Offene Punkte

AgNes

Der Festlegungsentwurf befindet sich in der Konsultation; Verbände und Marktteilnehmer können noch Stellung nehmen, bevor die Bundesnetzagentur final entscheidet. Insbesondere die Höhe des BESS-Kapazitätsentgelts (aktuelle Orientierung: 4–7 €/kW und Jahr) basiert noch auf vorläufigen BNetzA-Berechnungen und nicht auf der finalen Festlegung.

EEG 2027

Die EU-Kommission hat in ihren Leitlinien vom 19.12.2025 produktionsunabhängige CfDs empfohlen, um Fehlanreize („produce and forget“) zu vermeiden – der deutsche Entwurf bleibt bislang produktionsabhängig. Zudem steht die Ausschreibungspflicht für Dach-PV und Lärmschutzwände ab 750 kW noch unter beihilferechtlichem Vorbehalt.

Netzpaket 2026

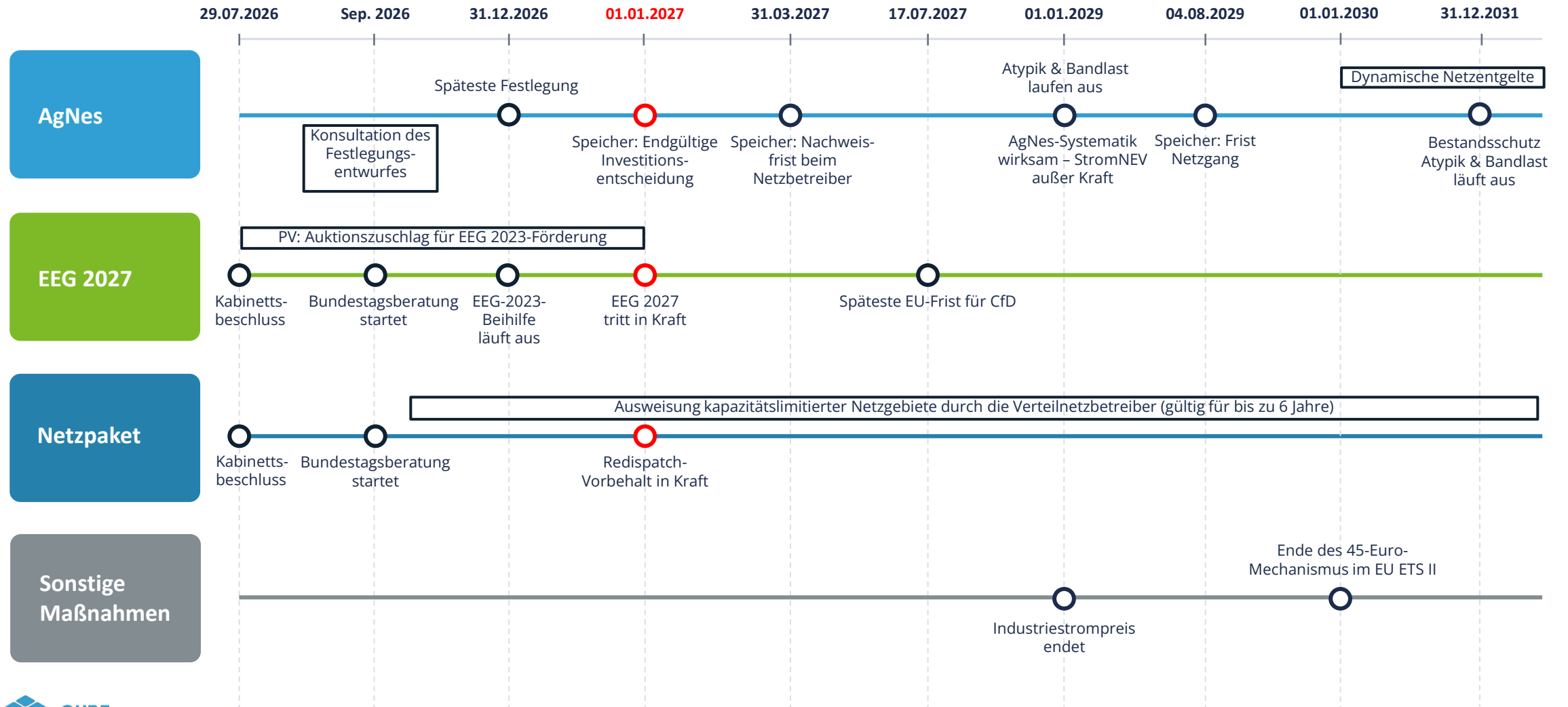
Die Kriterien für kapazitätslimitierte Netzgebiete wurden bereits einmal im Kabinettsverfahren zugunsten der Anlagenbetreiber angepasst; wie die Verteilnetzbetreiber die Gebiete in der Praxis ausweisen, ist noch offen. Sie arbeiten zurzeit noch an der Gebietsbestimmung.

Sonstige Beihilfen & Förderungen

- Der 5-Cent-Industriestrompreis gilt nur von 2026 bis 2028 für höchstens die halbe Jahresstrommenge. Berechtigt sind Sektoren nach Anhang I Teil 1 CISAF.
- Das EU ETS II startet 2027; die Abgabepflicht beginnt 2028. Der Preis bildet sich am Markt; überschreitet er zwei Monate in Folge 45 Euro, werden 20 Mio. Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve freigegeben. Eine Preisobergrenze ist das nicht.
- Dauerhafte Verlängerung der Stromsteuer auf das europäische Minimum für das produzierende Gewerbe ist fraglich.
- Dauerhafte Zuschüsse zu den Übertragungsnetzentgelten sind ggf. europarechtlich nicht zulässig.

Für Investoren und Finanzierer heißt das: Bis zur jeweiligen finalen Festlegung bzw. Verabschiedung sollten Kalkulationen mit den in diesem Whitepaper genannten Werten als Orientierungsgrößen, nicht als gesicherte Planungsbasis verstanden werden.

Die entscheidenden Fristen



02

EEG 2027 IM KABINETTSBESCHLUSS

Das CfD-Modell im Detail

Ein symmetrischer Referenzpreis-Mechanismus

Die EEG-Einspeisevergütung wird abgelöst

Der Kern der Reform in einem Satz:

Für neue PV-Anlagen ersetzen ab 2027 **zweiseitige Differenzverträge (CfDs)** die klassische Einspeisevergütung.

BISHER

Die gleitende Marktprämie garantiert einen festen Erlös je eingespeister Kilowattstunde – unabhängig vom Börsenstrompreis. Erlöse oberhalb dieses Werts blieben vollständig beim Betreiber.

AB 2027 (CFD)

Der garantierte Referenzpreis („anzulegender Wert“) bleibt bestehen und schützt weiterhin nach unten. Neu: Erlöse oberhalb des Marktdurchschnitts fließen über den Refinanzierungsbeitrag anteilig an den Netzbetreiber zurück.

Ein symmetrischer Referenzpreis-Mechanismus

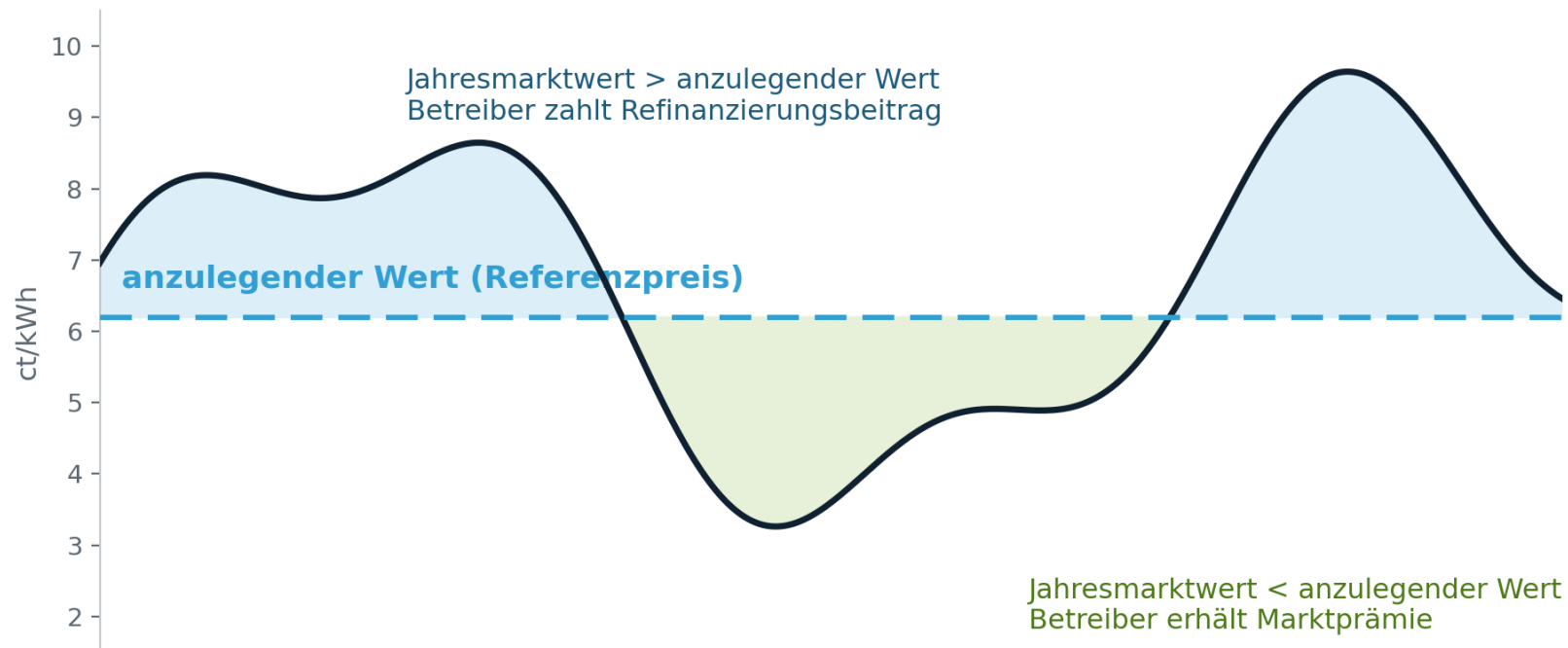
Ein Contract for Difference koppelt die Vergütung an einen langfristigen Referenzpreis – den „anzulegenden Wert“ – statt an den schwankenden Börsenstrompreis.

Marktpreis unter Referenzpreis

Sie erhalten die Differenz als Marktprämie - wie bisher.

Marktpreis über Referenzpreis

Die Differenz fließt als Refinanzierungsbeitrag zurück – das ist neu.



Refinanzierungsbeitrag & Mindestlöse

Betreiber zahlen den Refinanzierungsbeitrag in Hochpreisjahren und erhalten 6,2 ct/kWh in Niederpreisjahren.

REFINANZIERUNGSBEITRAG

= technologiespezifischer Jahresmarktwert (Day-Ahead-basiert) minus anzulegender Wert.

Die Berechnung erfolgt produktionsabhängig pro eingespeister kWh (inkl. zwischengespeicherter Strommengen) und wird jährlich rückwirkend über den Netzbetreiber abgerechnet.

MINDESTERLÖS

Für jede eingespeiste kWh erhalten Betreiber 6,2 Cent – unabhängig vom Strommarkt.

Für Viertelstunden mit niedrigen Spotpreisen greift bei Solaranlagen ein Mindesterlös von 0,5 ct/kWh. Bei negativen Strompreisen entsteht keine Zahlungspflicht.

Wie wird der anzulegende Wert festgelegt?

Zwei Wege, abhängig von Anlagengröße und -art.

	Segment 1: Freiflächen-PV	Segment 2: Dach-PV / Lärmschutzwände
Ausschreibungsschwelle	ab 1 MW installierter Leistung	ab 750 kW (EEG-2027-E, noch unter beihilferechtlichem Vorbehalt)
Anzulegender Wert	Individueller Zuschlagswert (Gebot, pay-as-bid)	Individueller Zuschlagswert (Gebot, pay-as-bid)
100 kW bis Ausschreibungsschwelle	Einheitlich 6,2 ct/kWh (ohne Ausschreibung)	Einheitlich 6,2 ct/kWh (ohne Ausschreibung)

Der anzulegende Wert wird bei Zuschlag bzw. Inbetriebnahme einmalig fixiert und bleibt über die gesamte Förderdauer konstant. Ab dem 1. August 2027 sinkt er alle 6 Monate um 1 %.

Bisheriges System vs. CfD-Modell

Schutz nach unten bleibt – neu ist die Beteiligung nach oben. Aus der „Einbahnstraße“ wird eine „Zweirichtungsstraße“.

Merkmal	Bisher: gleitende Marktpremie	Neu: Refinanzierungsbeitrag
Funktionsprinzip	Einseitige Absicherung: nur Schutz nach unten	Zweiseitig: Schutz nach unten UND Abschöpfung nach oben
Niedrigpreisjahr	Marktpremie wird ausgezahlt	Unverändert: Marktpremie wird ausgezahlt
Hochpreisjahr	Betreiber behält vollen Mehrerlös	Mehrerlös über dem Marktdurchschnitt geht als Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber
Wirkung	„Einbahnstraße“ zugunsten des Betreibers	„Zweirichtungsstraße“ – planbar in beide Richtungen

03

CFD nach EEG 2027

Wer ist betroffen?

Förderpflicht, Ausnahmen und das Wahlrecht der Betreiber

Wer ist betroffen – und wer nicht?

Die Zahlungspflicht knüpft an Förderung, Anlagengröße und Netzeinspeisung an.

BETROFFEN

- **Neuanlagen ab 100 kW** mit EEG-Förderung – ohne Förderbezug keine Zahlungspflicht
- Angerechnet wird **nur geförderter, ins öffentliche Netz eingespeister Strom**
- **Ausnahme Biomasse:** Klär- und Deponiegas bleiben abschöpfungspflichtig
- **Indirekt:** Banken/Finanzierer, Direktvermarkter und Netzbetreiber

NICHT BETROFFEN

- **PV-Eigenverbrauch** und **Direktlieferung** ohne Netzdurchleitung
- **EE-Anlagen unter 100 kW** sowie nicht geförderte EE-Anlagen
- **Stand-Alone-Speicher** – kein Erzeuger im Sinne des EEG

BESTANDSSCHUTZ

- **Zuschläge aus einem Gebotstermin 2026** gelten unabhängig von der Inbetriebnahme
- **Inbetriebnahme vor 2027:** bestehende 20-jährige Förderung nach altem Recht bleibt
- **Repowering vor 2027:** zunächst Förderstopp nach 20 Jahren, ab 2027 greift das CfD-Modell

Betreiber haben die Wahl

Die neue CfD-Förderung nach dem EEG 2027 ist optional – ein einmaliger Ausstieg muss gut abgewogen werden.

WAHLRECHT

Betreiber müssen binnen **6 Monaten** nach Inbetriebnahme erklären, ob sie die Förderung in Anspruch nehmen.

§ 20 Abs. 2 EEG 2027

Wer erst nach der Inbetriebnahme über die optimale Betriebsstrategie nachdenkt, kann wichtige Optionen bereits verloren haben.

KOMPLETTER OPT-OUT

Ein **einmaliger, unwiderruflicher Verzicht** ist nach § 21e EEG 2027 möglich – wirksam ab dem 1. Januar des Folgejahres.

Marktpremie und Refinanzierungsbeitrag entfallen dann zugleich.

Die Option steht bis zum Ablauf des 10. Kalenderjahres nach Inbetriebnahme offen. Ein bloßer Wechsel in die sonstige Direktvermarktung (§ 21b) beendet die Zahlungspflicht dagegen nicht.

04

CFD nach EEG 2027

Erlösmodell & Speicher

Warum aktives Vermarktungsverhalten jetzt über den Ertrag entscheidet

Batteriespeicher werden zum strategischen Bestandteil

PV + Speicher + EMS müssen künftig als ein System geplant werden – von 100 % Erzeugung zur optimalen Wertschöpfung.



1. Eigenverbrauch erhöhen

Solarstrom zeitversetzt nutzen, Lastspitzen und Erzeugung besser zusammenbringen.



2. Einspeisung reduzieren

Überschüsse zeitlich verschieben, weniger geförderte Einspeisung.



3. Vermarktung optimieren

Strom nur zur besten Zeit einspeisen und hohe Preise für Überschussstrom erzielen.



4. Netzkrisen reduzieren

Erzeugung und Netzanschluss besser aufeinander abstimmen.

Nicht jede erzeugte kWh ist künftig gleich viel wert

Entscheidend ist künftig nicht nur, wie viel Strom eine Anlage erzeugt – sondern wie viel Wert daraus entsteht.

BISHER GALT

Fokus:
Einspeisung



KÜNFTIG GILT

Fokus:
Wertschöpfung



PV wird Grundlage des Energiesystems

Nicht die PV-Anlage wird komplizierter – ihre optimale Auslegung wird wichtiger.

FÖRDERUNG

- Zweiseitiger CfD statt einseitiger Marktprämie
- Refinanzierungsbeitrag in Hochpreisjahren
- Förderentscheidung wird zur strategischen Frage

VERMARKTUNG

- Direktvermarktung ab 100 kW
- Marktpreis und Vermarktung werden wichtiger
- Vermarktung wird Teil des Anlagenbetriebs

NETZ

- Netzkapazität wird zum Projektfaktor
- Redispatch-Risiken können relevant werden
- Standort und Anschlusspunkt gewinnen an Bedeutung

Die Erlösobergrenze trifft nicht jede Kilowattstunde

Was nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird, kann nicht über den Refinanzierungsbeitrag abgeschöpft werden.

Eigenverbrauch wird zum wirtschaftlichen Hebel.

GEFÖRDERTER STROM

- Einspeisung ins öffentliche Netz
- Refinanzierungsbeitrag möglich – Mehrerlöse werden anteilig abgeschöpft

EIGENVERBRAUCH

- Keine Netzdurchleitung
- Kein Refinanzierungsbeitrag – der Wert bleibt vollständig beim Betreiber

05

KABINETTSBESCHLÜSSE

Netzpaket & Netzanschluss

Beschlossen sind kapazitätslimitierte Netzgebiete und der Redispatch-Vorbehalt

Kapazitätslimitierte Netzgebiete & Redispatch-Vorbehalt

Zwei neue Begriffe des Netzpakets, die künftig über Netzanschluss und Entschädigung entscheiden.

Kapazitätslimitierte Netzgebiete

Verteilnetzbetreiber können Netzgebiete als „kapazitätslimitiert“ ausweisen, wenn im Vorjahr mehr als 5 % der EE-Energiemenge durch Redispatch abgeregelt wurden.

Die Ausweisung gilt für bis zu 6 Jahre und wird derzeit durch die Netzbetreiber definiert. In diesen Gebieten soll der Redispatch-Vorbehalt greifen.

Redispatch-Vorbehalt

Neue EE-Anlagen erhalten in solchen Gebieten den Netzanschluss nur, wenn Betreiber auf Anteile der Entschädigung für Redispatch-Abregelung verzichten.

Technologiespezifisch, nur Solar Segment 1 (Freiflächen-PV) und Onshore-Wind: Entschädigungsloser Verzicht auf max. 20 % bei Photovoltaik und bei Windenergie an sonstigen Standorten, 18 % bei Windenergie in Windvorranggebieten. Segment 2 und Batteriespeicher sind nicht erfasst.

Rechtsgrundlage: § 14 Abs. 1d EnWG-E i. V. m. § 8 Abs. 4 EEG-E und § 13a Abs. 6 EnWG-E; entschädigungsloser Verzicht nach § 8 Abs. 4 S. 3 EEG-E.

Netzkapazität & Anschlusskosten werden zum Standortfaktor

Wo eine Anlage steht, entscheidet künftig stärker über ihre Wirtschaftlichkeit.

KÜNFTIG ENTSCHEIDEND

Fläche

+

Netzkapazität

+

Netzanschlusspunkt

+

Netzkosten

+

Redispatch-Risiko

NEUE BKZ-SYSTEMATIK

- Regional differenzierte Baukostenzuschüsse werden möglich
- Netzanschlusspunkte werden unterschiedlich attraktiv
- Netzdienliche Standorte werden wirtschaftlich interessanter

IDENTIFIZIEREN & PLANEN

Wer Netzkapazität und Anschlusskosten früh kennt, kann diesen Kostenblock in der Projektentwicklung aktiv beeinflussen.

CUBE CONCEPTS prüft Netzsituation und Anschlussoptionen bereits in der Projektentwicklung.

Den Redispatch-Vorbehalt entschärfen

Ein Speicher bei Solarparks wird zur besonders attraktiven Systemkomponente.

GEWERBEDÄCHER (SEGMENT 2)

Dach-PV, Lärmschutzwände und vergleichbare Anlagen sind vom Redispatch-Vorbehalt zunächst nicht erfasst.

FREIFLÄCHEN-PV (SEGMENT 1)

In kapazitätslimitierten Gebieten betroffen: Für die Netzzusage ist ein Verzicht auf die Entschädigung von bis zu 20 % der Jahreserzeugung nötig.



Batteriespeicher als Antwort: Sie entzerren die Einspeise-Zeitspannen, entlasten das Netz und reduzieren die benötigte Netzkapazität – ein Vorteil für beide Segmente.

Anlagenzusammenfassung & Netzverknüpfungspunkte

Vorausschauende Planung und Gesamtkonzepte sind das A und O.

§ 24 ANLAGENZUSAMMENFASSUNG

Mehrere Anlagen gelten – unabhängig vom Eigentum – als eine Anlage, wenn sie räumlich nah beieinander liegen, gleichartige Energie erzeugen und innerhalb von 12 Monaten in Betrieb gehen (§ 24 Abs. 1 S. 1 EEG).

Das kann die 100-kW-Schwelle und die Zahlungspflicht nach § 21d EEG 2027 unerwartet auslösen. Eine Prüfung vor Baubeginn vermeidet Überraschungen.

§ 8 MITNUTZUNG BESTEHENDER NVP

Bestehende Netzverknüpfungspunkte können mitgenutzt werden (§ 8 Abs. 2 EEG-Entwurf).

Eine frühzeitige Prüfung spart Zeit und Kosten beim Netzan-schluss – und kann über die Realisierbarkeit eines Standorts entscheiden.

06

TROTZDEM SCHNELLER ANS NETZ

Flexible Connection Agreements (FCA)

Wie flexible Netzanschlüsse Projekte beschleunigen

Was sind FCAs?



Individuelle Verträge

Ein Flexible Connection Agreement ist ein individuell vereinbarter Vertrag zwischen einem Verteilnetzbetreiber (VNB) oder Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Betreibern von PV-Anlagen, Batteriespeichern oder ähnlichen Anlagen. Ziel ist die Umgehung von Netzengpässen, insbesondere dort, wo die volle Netzkapazität (noch) nicht verfügbar ist. Der Vertrag umfasst den Rahmen für den Netzanschluss elektrischer Kapazitäten sowie die Bedingungen zur Begrenzung und Steuerung der Einspeisung in und Entnahme aus dem Netz.



Netzzusagen schneller realisieren

Anders als ein klassischer fester Netzanschluss, bei dem die volle Kapazität in beide Richtungen jederzeit garantiert wird, tauschen FCAs feste Netzrechte gegen einen schneller realisierten Netzzugang. Den Preis dafür zahlen Anlagenbetreiber in Form geringerer Erlöse, sofern zu bestimmten Zeiten die vereinbarte Anschlusskapazität erreicht ist – dann droht eine Drosselung oder Abregelung der Anlage.



Warum FCAs gerade jetzt relevant werden

Deutschlands Netzbetreiber stehen einem Rückstand von rund **574 GW** an ausstehenden Anschlussanträgen für Batteriegroßspeicher gegenüber – das Siebenfache der jährlichen Spitzenlast des Übertragungsnetzes. Flexible Anschlüsse können die **Anschlusskosten um bis zu 80 % senken** und die Vorlaufzeiten halbieren, während sie die Aufnahmekapazität des Netzes sicher erweitern. Rechtsgrundlage in Deutschland ist § 17 Abs. 2b EnWG.

FCA vs. fester Netzanschluss im Vergleich

Ein direkter Vergleich verdeutlicht die zentralen Vor- und Nachteile von FCAs. Während sie den Einstieg in knappe Netze ermöglichen und Projekte beschleunigen, verschieben sie ein wesentliches Risiko auf den Anlagenbetreiber – deshalb lohnt sich der Blick auf beide Modelle im Detail.

Merkmal	Fester Standardanschluss	FCA (flexibel)
Kapazitätsauslegung	immer für volle Leistung	begrenzt (zeitlich/dynamisch)
Kapazitätsnutzung	Unterauslastung wegen 100 %-Dimensionierung	hohe Durchschnittskapazität durch dynamische Modelle
Anschluss- & Genehmigungszeit	1 bis zu 4–5 Jahre bei nötigem Netzausbau	6–12 Monate
Ausbaukosten	volle Kapazität geplant, ggf. BKZ fällig	Kosten reduzieren sich um 50–80 %
Flexibilität	niedrig	hoch (bilateral vereinbart)
Geeignet für	unkritische Standorte	kapazitätslimitierte Netzgebiete gemäß Netzpaket 2026
Rechtsbasis	EnWG Standard	EEG § 8a, EnWG § 17 Abs. 2b
Cashflow-Sicherheit	hoch (feste Leistung)	geringer (Drosselrisiken)
Finanzierbarkeit	einfacher, aber teuer	komplex, aber machbar mit Experten

Chancen & Risiken – Entscheidungen sauber abwägen



Chancen

FCA-basierte Anschlüsse machen manche Projekte überhaupt erst möglich oder schalten erhebliche Kapazitäten frei. Zahlen aus der Vergangenheit belegen bis zu 29 % mehr Energie für einspeisende Anlagen und 65 % mehr für verbrauchende Anlagen. Bei einer Netzüberbauung mit PV und BESS sind laut einer EWI-Studie aus 2025 sogar noch höhere Werte möglich.



Risiken

Selbst kleine Einschränkungen durch ein FCA können das Erlöspotenzial einer Anlage reduzieren. Rampenraten wirken sich beispielsweise direkt auf Regelenergie-Erlöse aus, kurzfristige Kapazitätsbeschränkungen auf das Strom-Trading. Statische oder stark restriktive Vorgaben können die Wirtschaftlichkeit spürbar belasten – gut prognostizierbare oder dynamische Einschränkungen lassen sich dagegen meist deutlich besser integrieren.



Worauf es ankommt

Ein FCA ist ein bilateral verhandelter Vertrag – seine wirtschaftliche Qualität entscheidet sich am Verhandlungstisch mit dem Netzbetreiber, nicht erst im Betrieb. Entscheidend sind feste und flexible Kapazität, die Trigger für Einschränkungen, Prognose- und Informationspflichten des Netzbetreibers sowie die Laufzeit bis zum vollständigen festen Anschluss. Erfahrene Energieexperten – bei CUBE CONCEPTS unterstützt durch inhouse Juristen mit Erfahrung aus vergleichbaren Verhandlungen – modellieren das FCA technisch sauber, bewerten es wirtschaftlich konservativ und regeln es vertraglich klar, bevor ein Drosselungsrisiko zur teuren Überraschung wird.

07

VON DER WARTESCHLANGE ZUR PROJEKTREIFE

Das Reifegradverfahren

Marktbereinigung durch das Ende des „First come, first served“-Prinzips

Der Netzanschluss-Stau in Zahlen

Deutschlands Energiewende braucht Batteriespeicher – und zwar dringend. Die Bundesnetzagentur beziffert den tatsächlichen Bedarf zwischen 41 und 94 GW Batteriespeicher im genehmigten Szenariorahmen 2025 für die Zieljahre 2037/2045. Im Marktstammdatenregister sind aktuell jedoch nur 1.292 Anlagen ab Mittelspannung mit rund 3,6 GW und 6 GWh in Betrieb.



DIE WARTESCHLANGE: ZAHLEN & FAKTEN

Zwischen Bedarf und Realität klafft eine gewaltige Lücke – und die Ursache liegt auch im Netzanschlussprozess selbst:

- **18.160 Anfragen** gingen laut BNetzA-Monitoring alleine im Jahr 2025 ein (ab Mittelspannung aufwärts)
- Dahinter stehen **575 GW** BESS-Leistung bzw. **1.583 GWh** geplante Kapazität
- BDEW und die Deutsche Energie-Agentur schätzen sogar **500–700 GW** an wartenden Anschlussbegehren
- Bisher wurden lediglich Genehmigungen in Höhe von **54 GW** mit **140 GWh** stattgegeben.

Der Grund: Das bisherige Windhundprinzip – „first come, first served“ – verleitete zu Mehrfach- und Vorratsanfragen. Projektierer sicherten sich Plätze in der Warteschlange, ohne reale Umsetzungsabsicht zu belegen.

Aussichtslose Anträge blockierten dadurch echte Projekte.



DER SYSTEMWECHSEL

Mit der Anpassung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) am 24. Dezember 2025 wurde klargestellt, dass das alte Windhundprinzip für Batteriespeicher nicht weiter gilt. Seit dem **1. April 2026** regelt stattdessen das neue **Reifegradverfahren** nach § 17 Abs. 1 EnWG den Netzanschluss großer Batteriespeicher am Übertragungsnetz – zuständig sind die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Das Prinzip: „First ready, first served“ statt „first come, first served“.

Die drei Phasen im Überblick

Das Reifegradverfahren ersetzt die Priorisierung nach Antragsdatum durch eine Priorisierung nach Projektreife. Nur wer nachweist, dass sein Projekt real und umsetzungsbereit ist, erhält einen vorderen Platz in der Bearbeitungsreihenfolge.

1

Informations- und Antragsphase (3 Monate)

Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen verfügbare Netzanschlusskapazitäten nach Übertragungsleistung und technischen Anschlussmöglichkeiten. In dieser Phase können Antragsteller offene Fragen klären und ihre Unterlagen vorab auf Vollständigkeit prüfen lassen. Am Ende steht ein verbindlicher Stichtag für Antragseinreichungen – verbunden mit einer Anschlusspauschale von 50.000 Euro.

2

Clusterstudie mit reifegradbasierter Bewertung

Nach dem Stichtag bewerten die Netzbetreiber die Projektreife anhand von vier gleich gewichteten Kategorien: Flächensicherung & Genehmigungsstand, technisches Konzept, Leistungsfähigkeit des Antragstellers sowie Netz- & Systemnutzen. Projekte, die die Mindestanforderungen erfüllen, werden nach Punktzahl priorisiert; eine abschließende Systemstudie bewertet die Gesamtbelastung des Netzes.

3

Ergebnismitteilung & Netzanschlussvereinbarung

Projekte, die einen Netzanschluss erhalten, treten in den formellen Vertragsabschluss mit dem jeweiligen Netzbetreiber ein. Abgelehnte Projekte werden nicht weiter bearbeitet, können sich aber bei künftigen Verfahrensrunden erneut bewerben.



Wichtig: Das hier beschriebene Reifegradverfahren wurde von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelt. Die Verfahren der jeweiligen Verteilnetzbetreiber können abweichen und werden noch konzipiert.

Was das für die BESS-Projektentwicklung bedeutet

Für Projektentwickler, Investoren und Industrieunternehmen mit eigenem Speicherprojekt verschiebt das Reifegradverfahren die Erfolgskriterien grundlegend: Früher entschied, wer zuerst fragt. Heute entscheidet, wer am reifsten plant.



Das bedeutet konkret:

- ✓ **Flächensicherung vor Antragstellung** – ein beurkundeter Kauf- oder Pachtvertrag ist kein „Nice-to-have“, sondern Punktesammler in der Bewertung
- ✓ **Technische Konzeption muss substantiell sein** – oberflächliche Planungen reichen nicht aus, um die Mindestanforderungen zu erfüllen
- ✓ **Finanzierungsnachweise und Projektkompetenz** sollten frühzeitig dokumentiert werden
- ✓ **50.000 Euro Anschlusspauschale** sind einzuplanen – eine Vorabprüfung der Antragsunterlagen ist dringend zu empfehlen



WORAUF ES ANKOMMT

Ein hoher Reifegrad entsteht nicht kurzfristig – er ist das Ergebnis paralleler Vorarbeit in Finanzierung, Technik und Recht, lange bevor der Stichtag für die Antragseinreichung feststeht. Genau hier entscheidet sich, ob ein Projekt in der Prioritätenliste vorne oder hinten landet. Erfahrene Energieexperten bringen alle drei Bausteine gleichzeitig zusammen: eine schnelle Finanzierungszusage etwa über ein Contracting-Modell, eine zügig anlaufende technische Planung und – bei CUBE CONCEPTS durch inhouse Juristen abgedeckt – die rechtssichere Aufbereitung von Flächen-, Genehmigungs- und Vertragsnachweisen. So lässt sich die Reifegrad-Bewertung in allen vier Kategorien gezielt stärken, statt erst kurz vor dem Stichtag Lücken zu entdecken.

08

NETZENTGELTREFORM DER BUNDESNETZAGENTUR

AgNes im Detail

Wichtige und kurze Fristen für Batteriespeicher-Projekte

Die wichtigsten Änderungen im Überblick

Für größere Letztverbraucher, PV-Anlagen und Batteriespeicher ändert sich die Netzentgeltstruktur grundlegend ab 2029.

Bereich	Was ändert sich 2029
Industrie / große Verbraucher	Neues Modell für Entnahmestellen über 100.000 kWh/Jahr aus Kapazitätspreis (KP), AP1 und AP2
Bestellkapazität	Unternehmen vereinbaren eine Kapazität in kW; Überschreitungen werden mit einem höheren Arbeitspreis belastet
AP2 (Arbeitspreis)	Muss zwischen 200 % und 350 % des AP1 liegen
Photovoltaik > 30 kW	Einführung eines kapazitätsbasierten Einspeiseentgelts
Netzgekoppelte BESS	Jährliches Kapazitätsentgelt auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität
BESS-Kapazitätsentgelt	Nach bisherigen BNetzA-Berechnungen voraussichtlich ca. 4–7 €/kW und Jahr
Dynamische Netzentgelte	Für Speicher und Erzeugungsanlagen in späteren Folgefestlegungen
§ 19 StromNEV	Bestandschutz für Atypik- und Bandlastregelungen bleibt bis Ende 2031 erhalten.

Netzkapazität wird zur entscheidenden Größe

Für größere Letztverbraucher mit Entnahmestellen über 100.000 kWh/Jahr sieht AgNes eine neue Netzentgeltstruktur vor. An die Stelle der bisherigen Systematik tritt ein Modell aus:

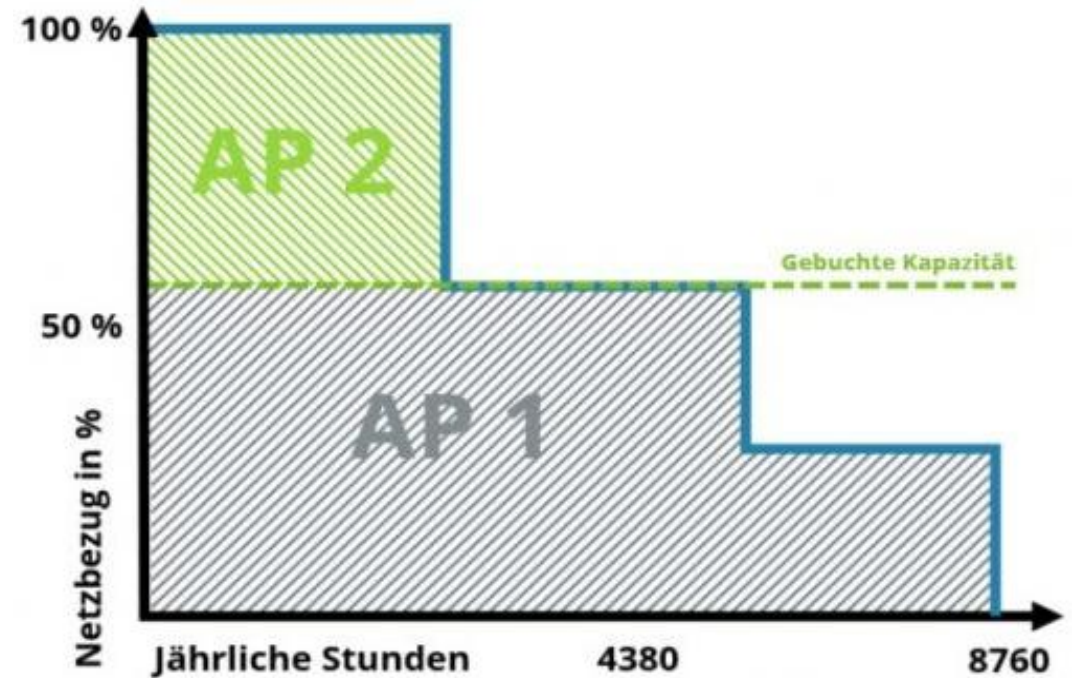
Kapazitätspreis + AP1 + AP2

Unternehmen vereinbaren dabei eine Bestellkapazität in kW.

- Für Strommengen innerhalb der Bestellkapazität gilt der reguläre Arbeitspreis AP1.
- Wird die Bestellkapazität überschritten, kommt für diese Strommengen der deutlich höhere AP2 zur Anwendung.
- AP2 muss laut aktuellem Entwurf zwischen 200 % und 350 % des AP1 liegen.

Damit wird die Frage wichtiger, wie viel Leistung ein Unternehmen tatsächlich benötigt und wann diese Leistung abgerufen wird.

Impliziert genaue Überprüfung von: tatsächliche Leistungsspitzen, erforderliche Netzanschlusskapazität, sinnvolle Bestellkapazität, Möglichkeiten zur Lastverschiebung und Potenzial für Energiemanagement und Batteriespeicher.



**Mittlerer KP mit gemischtem Arbeitspreis -
Kapazitätswahl am Optimum**

Einspeisung wird kapazitätsbasiert bepreist

NUR EINSPEISUNG IST BETROFFEN

Für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Bruttoleistung von mehr als 30 kW sieht AgNes grundsätzlich ein neues kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt vor. Entscheidend ist künftig nicht allein, wie viele Kilowattstunden eine PV-Anlage ins Netz einspeist – das Entgelt orientiert sich vielmehr an der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität in kW. Der Kapazitätspreis wird dabei jährlich auf Basis des arithmetischen Mittels der Ist-Werte der jeweils vorangegangenen fünf Kalenderjahre ermittelt.

BEDEUTUNG FÜR PV-PROJEKTE

Die Einspeisekapazität wird zu einer wirtschaftlich relevanten Größe, und die Dimensionierung des Netzanschlusses gewinnt entsprechend an Bedeutung. Abregelungs- und Vermarktungsstrategien können dadurch wichtiger werden als bisher. Für bestimmte Bestandsanlagen und Projekte mit rechtzeitig getroffener endgültiger Investitionsentscheidung bestehen jedoch Übergangsregelungen, die einen abrupten Umstieg abfedern.

BEDEUTUNG FÜR BESS-PROJEKTE

Für rein netzgekoppelte Batteriespeicher sieht der aktuelle AgNes-Entwurf ebenfalls ein jährliches Kapazitätsentgelt vor. Entscheidend ist dabei die vollständige vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität; der Kapazitätspreis entspricht dem kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt für Erzeugungsanlagen. Nach den bisherigen Berechnungen der Bundesnetzagentur ist für neue netzgekoppelte Speicher mit einem Kapazitätsentgelt von etwa **4 bis 7 €/kW und Jahr** zu rechnen. Ein konkreter Betrag steht im Festlegungsentwurf noch nicht fest – die Größenordnung bleibt aber die relevante Orientierung für die Projektkalkulation.

Warum jetzt die Zeit der BESS-Entscheidung ist

Für Unternehmen, die einen neuen Batteriespeicher planen, ist AgNes nicht nur eine Frage der Wirtschaftlichkeit ab 2029 – es geht bereits **jetzt um den Bestandsschutz** der bisherigen Netzentgeltbefreiung. Der aktuelle Entwurf sieht vor, dass die bisherige Befreiung für neue Stromspeicher erhalten bleibt, wenn die endgültige Investitionsentscheidung vor der Bekanntgabe der AgNes-Festlegung getroffen wurde.

Konkret handelt es sich dabei um eine **20-jährige Befreiung von den Netzentgelten** auf den eingespeicherten Strom. Entgelte für den Messstellenbetrieb und gesetzliche Umlagen sind nicht erfasst. Ob die Befreiung unter der AgNes-Systematik auch die dynamischen Netzentgelte erfasst, regelt der Festlegungsentwurf nicht ausdrücklich. Als Tag der Bekanntgabe ist im Entwurf der 1. Januar 2027 vorgesehen.

TIMING FÜR IHR BESS-PROJEKT

Zeitpunkt	Was muss passieren?
Vor 01.01.2027	Endgültige Investitionsentscheidung für den Speicher
Bis 31.03.2027	Nachweis der Investitionsentscheidung beim zuständigen Netzbetreiber
Ab 01.01.2029	Neue AgNes-Netzentgeltsystematik grundsätzlich wirksam
Bis 04.08.2029	Spätester Netzgang eines Batteriespeichers ohne Netzentgelte bei FID vor 01.01.2027



Wichtig: Der 31. März 2027 ist nicht die Frist für die Investitionsentscheidung selbst. Die endgültige Investitionsentscheidung muss bereits vor der Bekanntgabe der Festlegung getroffen worden sein – bis zum 31. März 2027 muss diese Entscheidung lediglich gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden.

Was gilt als endgültige Investitionsentscheidung?

50 % DES INVESTITIONSVOLUMENS

Der Entwurf definiert die Anforderungen relativ konkret. Eine endgültige Investitionsentscheidung liegt vor, wenn kumulativ verbindliche Bestellungen von Anlagenkomponenten erfolgt sind, diese Bestellungen mindestens **50 % des Investitionsvolumens** abdecken und eine Lösung von den geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden möglich ist. Die Begründung des Entwurfs nennt als Orientierung für einen wesentlichen Vermögensschaden mindestens **25 % des Investitionsvolumens**.

Entscheidend ist damit nicht die Absicht, sondern die tatsächliche vertragliche Bindung und das damit verbundene wirtschaftliche Risiko – eine bloße Planung oder Reservierung reicht nicht aus.

GEEIGNETE NACHWEISE

- unterschriebener EPC- oder Liefervertrag
- verbindliche Purchase Orders
- bestätigte Bestellungen
- Kostenaufstellung des Gesamtprojekts
- Nachweis von Vertragsstrafen oder Stornokosten
- Anzahlungs- oder Zahlungsnachweise
- ergänzender Geschäftsführungs- oder Gesellschafterbeschluss

WAS NICHT GENÜGT

- unverbindliches Angebot
- reine Reservierung von Komponenten
- Letter of Intent
- Business Case
- interne Projektplanung
- Netzanschlussanfrage
- Projektanfrage

09

AUSWIRKUNGEN DER REFORMEN

Wirtschaftlichkeit in der Praxis

Rechenbeispiele für PV-Anlagen mit und ohne Batteriespeicher

10 % mehr Eigenverbrauch: Deutlicher Unterschied nach EEG 2027

Annahmen: spezifischer Jahresertrag 1.050 kWh/kWp · vermiedener Strombezugspreis 20 ct/kWh · BTM-Speicher

Kennzahl	500 kWp CfD (EEG 2027)	500 kWp + BESS	1 MWp CfD (EEG 2027)	1 MWp + BESS
PV-Leistung [kWp]	500	500	1.000	1.000
Eigenverbrauchsanteil [%]	80	90	80	90
Eigenverbrauchsmenge [kWh]	420.000	472.500	840.000	945.000
Einspeisemenge [kWh]	105.000	52.500	210.000	105.000
Einspeisevergütung / AW [ct/kWh]	6,2	6,2	6,2	6,2
Jahresmarktwert Solar [ct/kWh]	7 (Hoch)	7 (Hoch)	4,5 (Nieder)	4,5 (Nieder)
Marktprämie MP [ct/kWh]	0	0	1,7	1,7
Refinanzierungsbeitrag RB [ct/kWh]	0,8	0,8	0	0
RB-Zahlung [€/a]	840	420	0	0
Erlös Einspeisung [€/a]	6.510	3.255	13.020	6.510
Eigenverbrauch gespart [€/a]	84.000	94.500	168.000	189.000
Gesamtnutzen [€/a]	90.510	97.755	181.020	195.510

Was die Zahlen zum CfD-Modell sagen

Die Tabelle macht zwei unabhängige Effekte sichtbar, die sich in der Praxis oft überlagern.

Marktumfeld entscheidet über die Zahlungsrichtung

In einem Hochpreisjahr (Jahresmarktwert 7 ct/kWh) fällt ein Refinanzierungsbeitrag an – der Betreiber zahlt zurück. In einem Niedrigpreisjahr (4,5 ct/kWh) profitiert die Anlage stattdessen von der Marktprämie. Welches Szenario im jeweiligen Jahr eintritt, liegt außerhalb der Kontrolle des Betreibers.

Eigenverbrauch bleibt der wirksamste Hebel

Eine Steigerung des Eigenverbrauchsanteils um 10 % erhöht den Gesamtnutzen in beiden Leistungsklassen spürbar: bei der 500-kWp-Anlage um **rund 7.245 €/a**, bei der 1-MWp-Anlage um **rd. 14.490 €/a**. Der Grund liegt in der Struktur des CfD-Modells: Eigenverbrauch bleibt vollständig außerhalb des Refinanzierungsbeitrags, während jede zusätzlich eingespeiste kWh im Hochpreisjahr eine Abschöpfung auslösen kann. Ein Batteriespeicher wirkt damit doppelt – er erhöht den Eigenverbrauch und reduziert gleichzeitig die abschöpfungspflichtige Einspeisemenge.

AgNes-Kapazitätsentgelt verändert die Rechnung

Annahmen: wie in Tabelle 1. Zusätzlich senkt der Batteriespeicher die Einspeisespitzen und verringert die notwendige Einspeisekapazität um 30 %. Er wird als reine Behind-the-Meter-Anlage an einem Netzanschlusspunkt mit PV und Verbraucher betrieben.

Kennzahl	500 kWp	500 kWp	1 MWp	1 MWp
	ohne BESS	mit BESS	ohne BESS	mit BESS
PV-Leistung [kWp]	500	500	1.000	1.000
Eigenverbrauchsmenge [kWh]	420.000	472.500	840.000	945.000
Eigenverbrauchsanteil [%]	80	90	80	90
Einspeisemenge [kWh]	105.000	52.500	210.000	105.000
Vertragl. Einspeisekapazität [kW]	500	350 (Eigenverbrauchs- Optimierung)	1.000	700 (Eigenverbrauchs- Optimierung)
AgNes-Kapazitätsentgelt [€/a] (bei 4–7 €/kW)	2.000–3.500	1.400–2.450	4.000–7.000	2.800–4.900
Anteil Kapazitätsentgelte an Gesamtnutzen der Komplettanlage	2,2–3,9 %	1,4–2,5 %	2,2–3,9 %	1,4–2,5 %
Gesamtnutzen aus CfD [€/a] (Folie 42)	90.510	97.755	181.020	195.510
Gesamtnutzen nach AgNes-Entgelt [€/a]	87.010–88.510	95.305–96.355	174.020–177.020	190.610–192.710

Was die kombinierte Betrachtung zeigt

Die Tabelle macht zwei unabhängige Effekte sichtbar, die sich in der Praxis oft überlagern.

Kapazitätsentgelt mit wirtschaftlichem Effekt

Je nach Szenario schmälert das AgNes-Kapazitätsentgelt den Gesamtnutzen um 1,4 bis 3,9 %. Das wirkt zunächst gering, summiert sich aber über die typische Nutzungsdauer einer Anlage von 20 Jahren zu einem relevanten Betrag, der in der Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht fehlen sollte.

Batteriespeicher wirkt dreifach

Ein Speicher erhöht nicht nur den Eigenverbrauch und reduziert die abschöpfungspflichtige Einspeisemenge (siehe Folie 40 und 42) – er verringert zusätzlich die benötigte Einspeisekapazität und damit direkt das AgNes-Kapazitätsentgelt. In der 500-kWp-Variante sinkt der relative Anteil des Kapazitätsentgelts von rund 3 % auf rund 2 % des Gesamtnutzens. Die drei Effekte des CfD-Modells und der AgNes-Reform verstärken sich damit gegenseitig zu-gunsten von Speicherprojekten.

Jetzt Speicher planen!

Die Fristen für den Vertrauensschutz stehen bereits fest: Die endgültige Investitionsentscheidung für ein BESS **muss vor dem 1. Januar 2027** fallen (siehe Folie 31) – zu einem Zeitpunkt, an dem weder die finale AgNes-Festlegung noch die genaue Höhe des Kapazitätsentgelts feststehen. Unternehmen, die jetzt entscheiden, sollten die Kapazitätsentgelt-Spanne von 4–7 €/kW und Jahr daher als Planungsrisiko in ihre Wirtschaftlichkeitsrechnung einpreisen, nicht als bekannte Rechengröße.

10

WAS SOLLTEN UNTERNEHMEN JETZT PLANEN?

Fazit & nächste Schritte

Handlungsempfehlungen und Ansprechpartner bei CUBE CONCEPTS

Zwölf Punkte auf einen Blick

Die neue Regulatorik verlangt integrierte Lösungen, ein Gesamtsystem und eine langfristige Strategie – über alle drei Reformstränge hinweg.

EEG 2027 – CfD Modell

01 Erlösobergrenze – Speicher schlägt den Durchschnitt

02 Eigenverbrauch mit Speicher gewinnt

03 Wahlrecht & Opt-out sorgfältig prüfen (§ 20/§ 21e EEG 2027)

04 Zeitfenster für den alten Zuschlag noch in 2026 nutzen

Netzpaket

05 Speicher als Antwort auf den Redispatch-Vorbehalt

06 Standortwahl als Wertschöpfungsfaktor (Netzkapazität, BKZ)

07 Anlagenzusammenfassung nach § 24 vor Baubeginn prüfen

08 Bestehende Netzverknüpfungspunkte mitnutzen (§ 8)

AgNes

09 Investitionsentscheidung für BESS vor dem 1. Januar 2027 sichern

10 Netzanschlusskapazität als Kapazitätsentgelt-Treiber optimieren

11 Nachweisfrist beim Netzbetreiber bis 31. März 2027 nicht verpassen

12 AgNes-Kapazitätsentgelt (4–7 €/kW und Jahr) als Planungsrisiko einpreisen

Fünf Schritte zu Ihrem Projekt

Ein strukturierter Weg – von der ersten Standortanalyse bis zur laufenden Betriebsbegleitung, der alle drei Reformstränge berücksichtigt.

1

Standort-, Netz- & Vertrauensschutz-Check

Netzanschluss, Mitnutzung bestehender Netzverknüpfungspunkte, kapazitätslimitierte Gebiete und die AgNes-Vertrauensschutzfristen werden gemeinsam geprüft – so entsteht frühzeitig Klarheit über die realistische Zeitschiene eines Projekts.

2

Gebotsstrategie

Segment einordnen, passenden Gebotstermin wählen und Gebotswert kalkulieren – abgestimmt auf Ausschreibungsschwelle und Marktumfeld.

3

Dimensionierung

PV, Speicher, EMS und EZA-Regler aus einer Hand auslegen – inklusive Optimierung der vertraglich vereinbarten Kapazität, um das künftige AgNes-Kapazitätsentgelt so gering wie möglich zu halten.

4

Förderwahl & Investitionsentscheidung

Fundierte Empfehlung innerhalb der Sechs-Monats-Frist des EEG 2027 – und, wo relevant, rechtzeitige Vorbereitung der endgültigen Investitionsentscheidung für den AgNes-Vertrauensschutz.

5

Laufende Beratung

Begleitung über die Inbetriebnahme hinaus – auch bei Ausbauplänen, künftigen Folgefestlegungen (z. B. dynamische Netzentgelte) und sich ändernden Rahmenbedingungen.



CUBE
CONCEPTS

IHR PROJEKT · UNSER PARTNERSCHAFTSMODELL

Sprechen Sie mit uns über Ihr Projekt

Wir zeigen Ihnen, wie sich die Reformen 2027 für Ihren Standort konkret auswirken.

CUBE CONCEPTS GmbH · cubeconcepts.de

Die dargestellten Wirtschaftlichkeits- und Rechtsannahmen beruhen auf aktuellen rechtlichen, technischen und marktlichen Rahmenbedingungen (Kabinettsbeschluss EEG 2027 und Netzpaket vom 29.07.2026) und auf als richtig unterstellten Angaben. Das Gesetzgebungsverfahren ist zum Zeitpunkt der Erstellung nicht abgeschlossen; Änderungen sind möglich. Diese Präsentation stellt keine Rechtsberatung dar. Stand: Anfang September 2026.