
Wer beerbt das Marktprämienmodell?

Neuer Investitionsrahmen für große
Wind- und Solaranlagen

Fabian Huneke

27. Januar 2026

Anlass und zentrale Aspekte der EEG-Reform 2026

Anlass der EEG-Reform

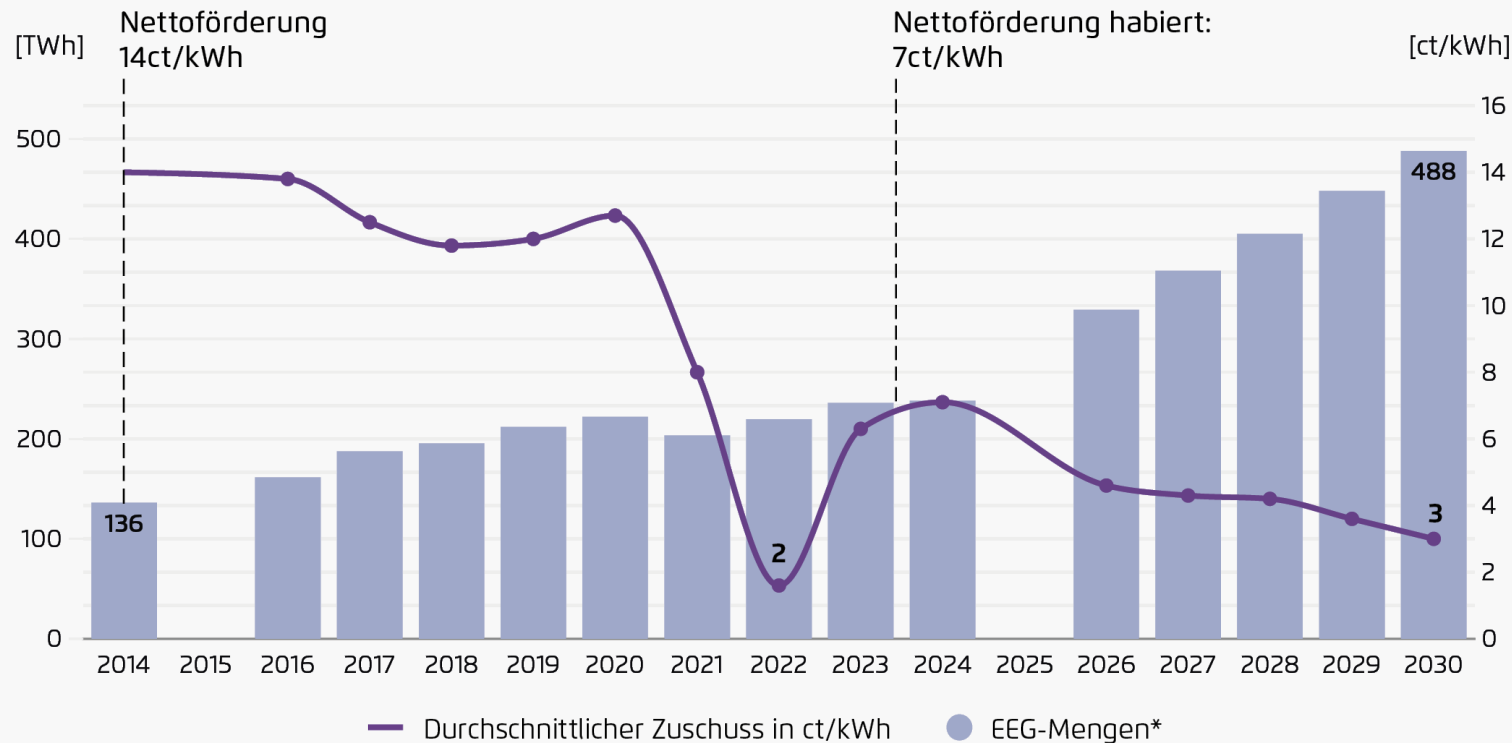
- Europarechtliche Genehmigung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes läuft Ende 2026 aus
- Strombinnenmarktrichtlinie: staatliche Investitionsinstrumente müssen ab 2027 einen Claw-Back-Mechanismus vorsehen
- 10-Punkte-Plan des BMWF stellt geringeren Stromverbrauch und Kosteneffizienz in den Mittelpunkt

Zentrale Aspekte



Kosteneffizienz steigt: Günstige Wind- und Solaranlagen ersetzen zunehmend Altanlagen mit EEG-Fördersätzen aus den 2000ern.

Entwicklung der Nettoförderung und der geförderten Strommengen im EEG, 2014 bis 2024 (historisch) und 2026 bis 2030 (Mittelfristprognose)



- **2014:** EEG-Einspeisung von 136 TWh bei 19 Mrd. EUR Nettozuschuss:
 - 14 ct/kWh Nettoförderung
- **2024:** **Halbierung** auf 7 ct/kWh Nettoförderung (238 TWh, 17 Mrd. EUR)
- **2030:** Gemäß Mittelfristprognose **wieder Halbierung** auf 3 ct/kWh (14 Mrd. EUR, 488 TWh)

EU-Binnenmarktrichtlinie erfordert die Einführung eines Claw-Back-Mechanismus und eröffnet Fördermodelle für PPAs

Electricity market reform: Council signs off on updated rules

Consumers across the EU will now be able to benefit from more stable energy prices, less dependency on the price of fossil fuels and better protection from future crises, on the way to a carbon-free European Union.

“

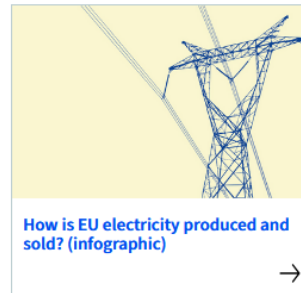
Today marks an EU milestone towards a carbon-free and greener future for all. With the adoption of the electricity market reform, we are empowering consumers, ensuring security of supply, and paving the way for a more stable, predictable, and sustainable energy market.

— Tinne Van der Straeten, Belgian Minister for Energy

More stable and predictable energy prices while ensuring efficient market functioning and avoiding distortions of the internal market

Power purchase agreements (PPAs) are long-term contracts that provide stability for customers and investors; the updated rules promote their uptake and cut unnecessary red tape and charges. In line with their decarbonisation plans, member states may further **support investment in renewables** under power purchase agreements, including by setting up guarantee schemes.

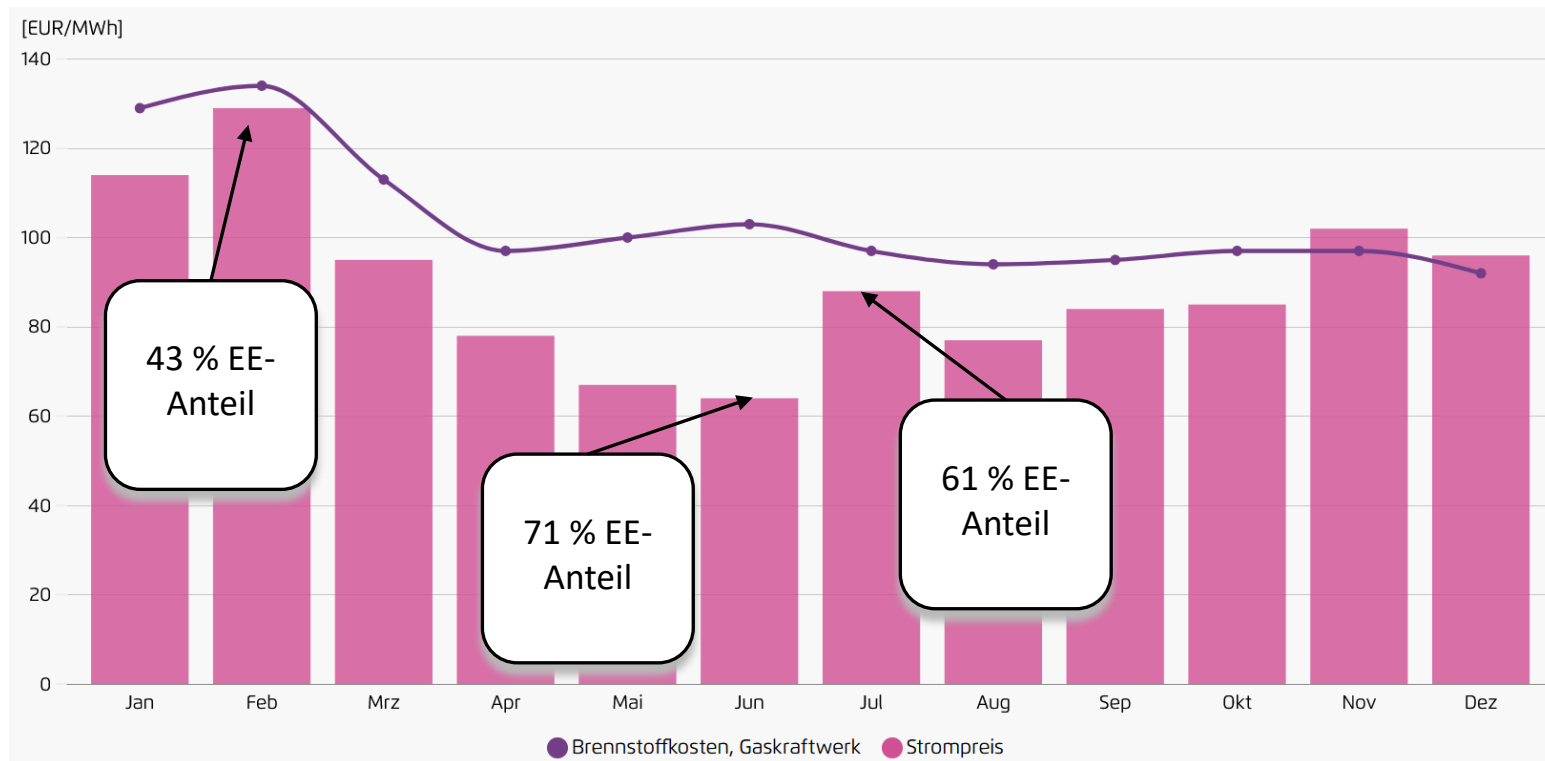
Moreover, member states will also use **two-way contracts for difference (CfDs)**, or equivalent schemes with the same effects, for their direct price support schemes, in order to support new investments in electricity generation and make sure electricity



- 2022/2023: Strommarktgewinne von Kraftwerken sehr hoch, Staatskosten für Strompreisbremse auch
- **CfDs** (Differenzverträge) ab 2027 verpflichtend, somit künftig Staatseinnahmen in teuren Marktphasen*
- Fairer Ausgleich:
 - CfDs: Staat/Steuerzahler übernimmt gewisse Risiken, behält Gewinne
 - Möchte ein Investor diese Gewinne, muss er Investitionsrisiken eingehen (z. B. über PPA)
- Fokus Agora für CfDs: marktnah + mittelfristig produktionsunabhängig

Der Strompreis beginnt sich vom Gaspreis zu entkoppeln. Das bedeutet mehr Verantwortung für EE im Strommarkt.

Mittlere Strompreise und kurzfristige Erzeugungskosten in Gaskraftwerken, 2025



Mit jedem %-Punkt EE-Anteil werden EE mehr von Preisnehmern zu Preissetzern

Prognose*: Bis 2035 sind Batterien, flexible Stromnachfrager und EE die häufigsten Strompreissetzer

Staatliche EEG-Zahlungen sollten den Strompreis nicht weiter verzerren

Beispiel einer Marktverzerrung durch produktionsabhängigen CfD: Anreiz zur Abregelung von EE-Strom

Problem: Anreiz, Erneuerbaren-Einspeisung zu reduzieren, um Rückzahlungen an das EEG-Konto zu vermeiden.

Bsp.:

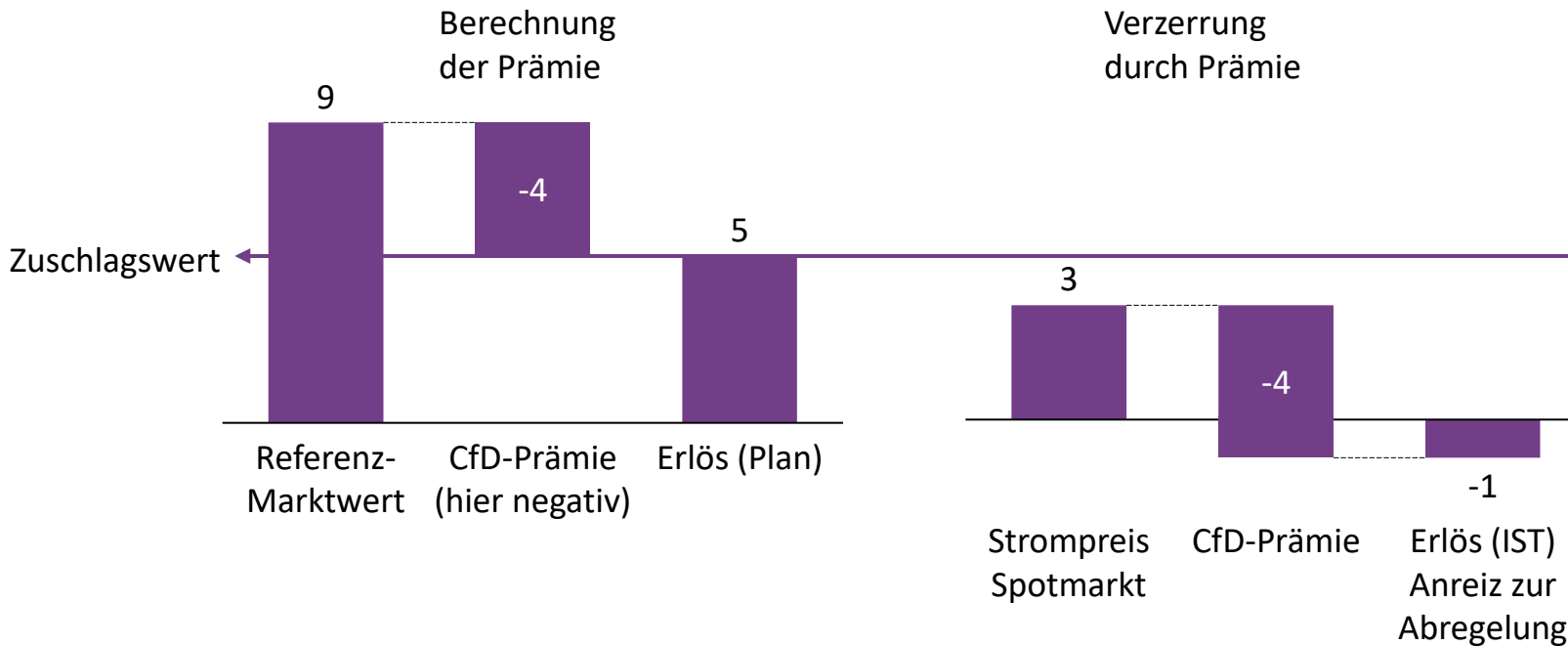
CfD-Zuschlag 5 ct / kWh

Referenzmarktwert (z.B. in einem Monat) bei 9 ct

→ Claw back: -4 ct

Spotstrompreis (z. B. Viertelstunde): Erlös +3 ct

→ Anreiz von -1 ct/kWh zur Abregelung / nicht-Erzeugung trotz positiven Strompreises



Zwischenfazit: Für 2027 zügig ein Provisorium einrichten, das die schlimmsten Verzerrungen vermeidet, dann grundlegende Reform

Produktionsunabhängige CfDs unterstützen Funktionstüchtigkeit eines EE-Strommarkts. Aber: Konkrete Vorschläge sind ungetestet und nicht marktreif. Daher zunächst Berechnungsweise für Referenzerlöses entwickeln, sodass Basisrisiko gering, breite Finanzierbarkeit gesichert und marktdienliche Anreize gesetzt werden.

2026 ist **keine Zeit** mehr für Grundlagendiskussionen sondern für pragmatischen Kompromiss als Provisorium. Minimalanforderungen: Verzerrungen bei negativen und schwach positiven Preisen reduzieren, jährliche Erlöse unabhängiger von negativen Preisen stabilisieren. Dazu in anreizproblematischen Viertelstunden Vergütung/Zahlung aussetzen, über Auf-/Abschlag in anderen Viertelstunden kompensieren.

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie Fragen oder Anmerkungen?

Fabian Huneke

Fabian.Huneke@agora-energiewende.de

www.agora-energiewende.de

Drei Lösungsansätze werden derzeit diskutiert, um EE-Ausbau und Netzausbau zu „synchronisieren“

Redispatch-Vorbehalt*¹

EE-Anlagen an 110 kV-Ebene in Engpassgebieten erhalten zeitweise keinen finanziellen Ausgleich im Redispatch

- Engpasstrassen werden jährlich festgelegt
- Der Vorbehalt gilt bis Abschluss Netzausbau

Regionaler Baukostenzuschuss

EE-Anlagen beteiligen sich an regionalen Netzausbaukosten

- BKZ abhängig von lokaler Netzsituation (hoher BKZ in überlasteten Gebieten vice versa)
- Einmalige Zahlung bei Netzanschluss

Verteilnetzkomponente*²

EE-Anlagen an 110 kV-Ebene erhalten differenzierten Aufschlag auf die EE-Vergütung

- Wenn im Netz EE-Leistung dimensionierungsrelevant
- Höhe orientiert sich an Netzausbau-/Engpasskosten