

Auswirkungen von EEG-Reform und Netzpaket

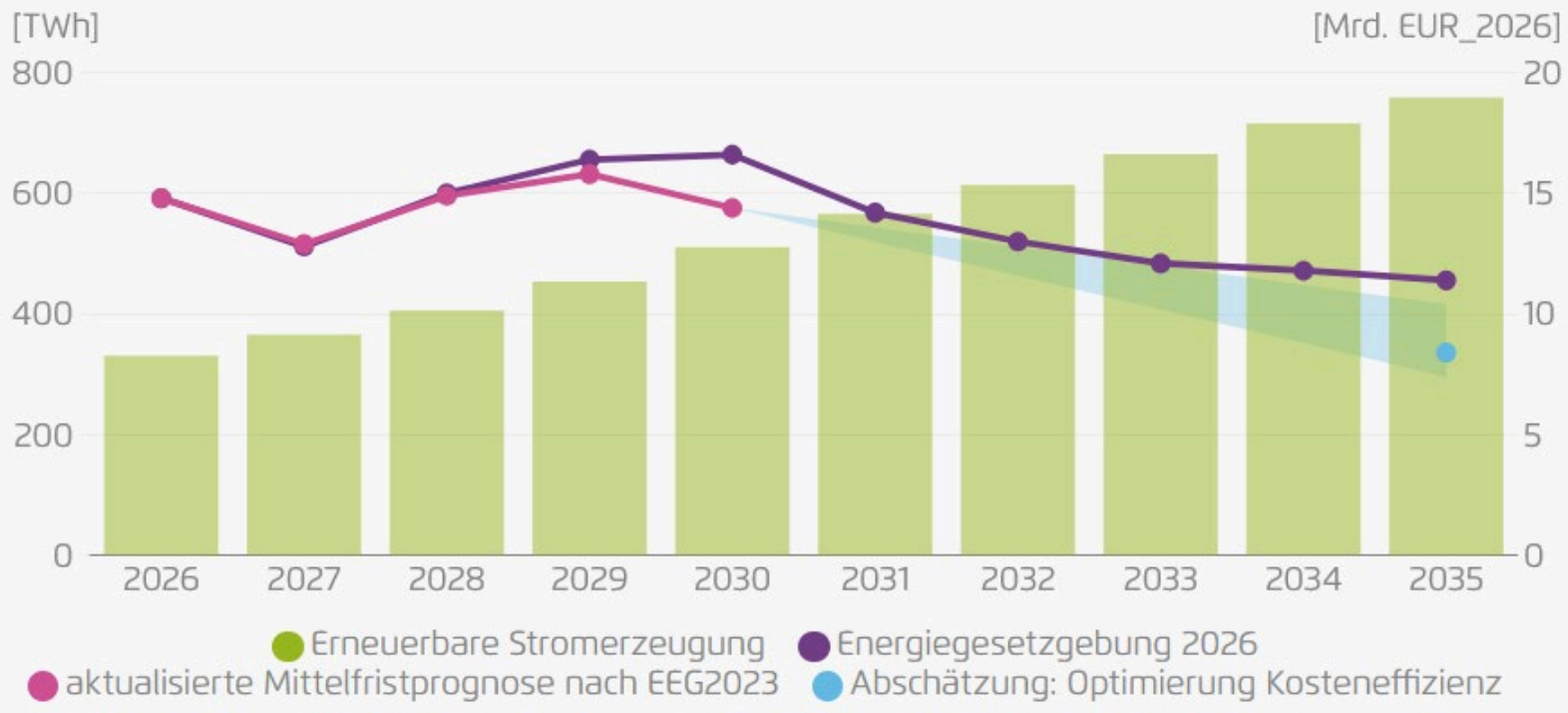
…auf die Zahlungen aus dem EEG-Konto

Agora Energiewende

22.10.2026

EEG 2027 und Netzpaket sollen Kosten senken, erhöhen aber die EEG-Zahlungen bis 2030 um rund 3 Mrd. Euro, später um 3 Mrd. jährlich

Erneuerbare Stromerzeugung und Bundeszuschuss nach Gesetzesentwurf EEG2027/Netzpaket, inflationsbereinigt, 2026 bis 2035



Bis 2027 sinkt der Bundeszuschuss auf ca. 11 Mrd. Euro: Hohe Öl- und Gaspreise infolge der Konflikte im Nahen Osten und in der Ukraine erhöhen die Markterlöse von EE-Strom.

Bis 2030 steigen die EEG-Kosten wieder, weil die Markterlöse sinken. **Netzpaket und EEG 2027 erhöhen sie um rund 3 Mrd. Euro.** Ob das Engpassmanagement dadurch günstiger wird, ist offen.

Bis 2035 sinken die EEG-Kosten, weil viele PV-Dachanlagen aus den 2010er-Jahren aus der Vergütung fallen. **Mehr Investitionssicherheit, Marktintegration und günstige Technologien könnten 3 (1 bis 4) Mrd. Euro einsparen.**

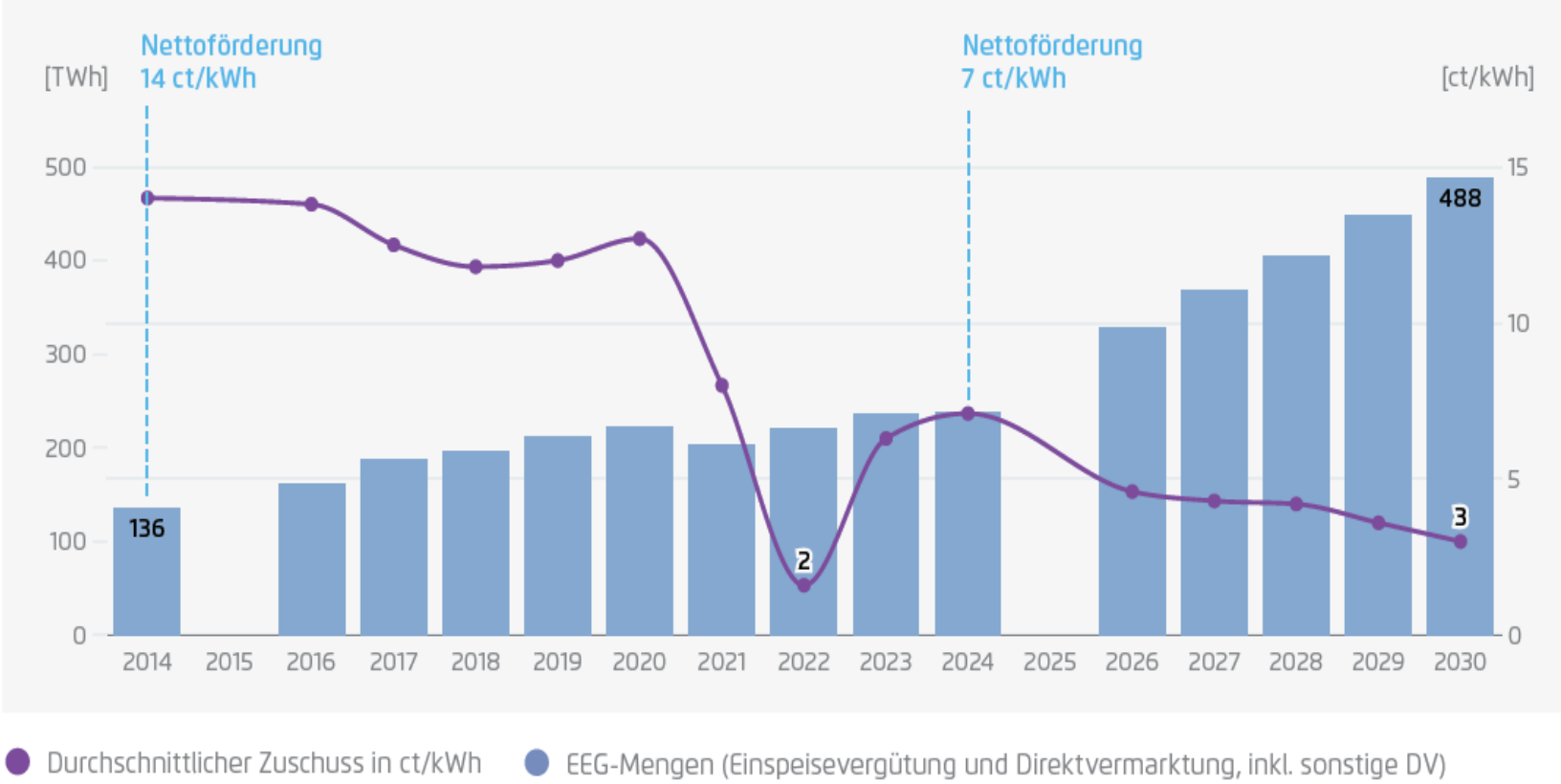
 Agora Energiewende (2026), eigene Analyse mittels EEG-Rechner; *) Das EEG-Konto gleicht die Differenz aus Förderwert und Markterlös aus.

Inhalt

→ Ausgangslage und Einschätzung der Reform
→ Analyseergebnisse und Ableitung von Maßnahmen
→ Ermittlung anzulegender Werte
→ Dokumentation der Annahmen

Ausgangslage: Die Förderkosten je Kilowattstunde haben sich seit 2014 halbiert und sinken bis 2030 weiter

Entwicklung Nettoförderung und geförderte Strommengen laut bisherigem EEG, 2014 bis 2024 (historisch) und 2026 bis 2030 (Mittelfristprognose)



- → Die geförderten Strommengen steigen von 136 TWh (2014) auf 488 TWh (2030).
- → Die Nettoförderung je kWh sinkt von 14 ct (2014) über 7 ct (2024) auf 3 ct (2030).
- → Die Förderkosten insgesamt bleiben bis 2030 etwa stabil bis leicht fallend.

Agora Energiewende (2025) nach EEG-Jahresabrechnungen (Zahlungen an Anlagenbetreiber), EEG-Kontoabrechnungen (Einnahmen durch ÜNB-Vermarktung), IE Leipzig/r2b (2025): Mittelfristprognose 2026–2030; Daten 2015 fehlen; Daten 2025 werden im Sommer 2026 veröffentlicht

EEG-Reform und Netzpaket erhöhen die Investitionsrisiken – das Risiko unterzeichneter Ausschreibungen und höherer Kosten ist sehr hoch

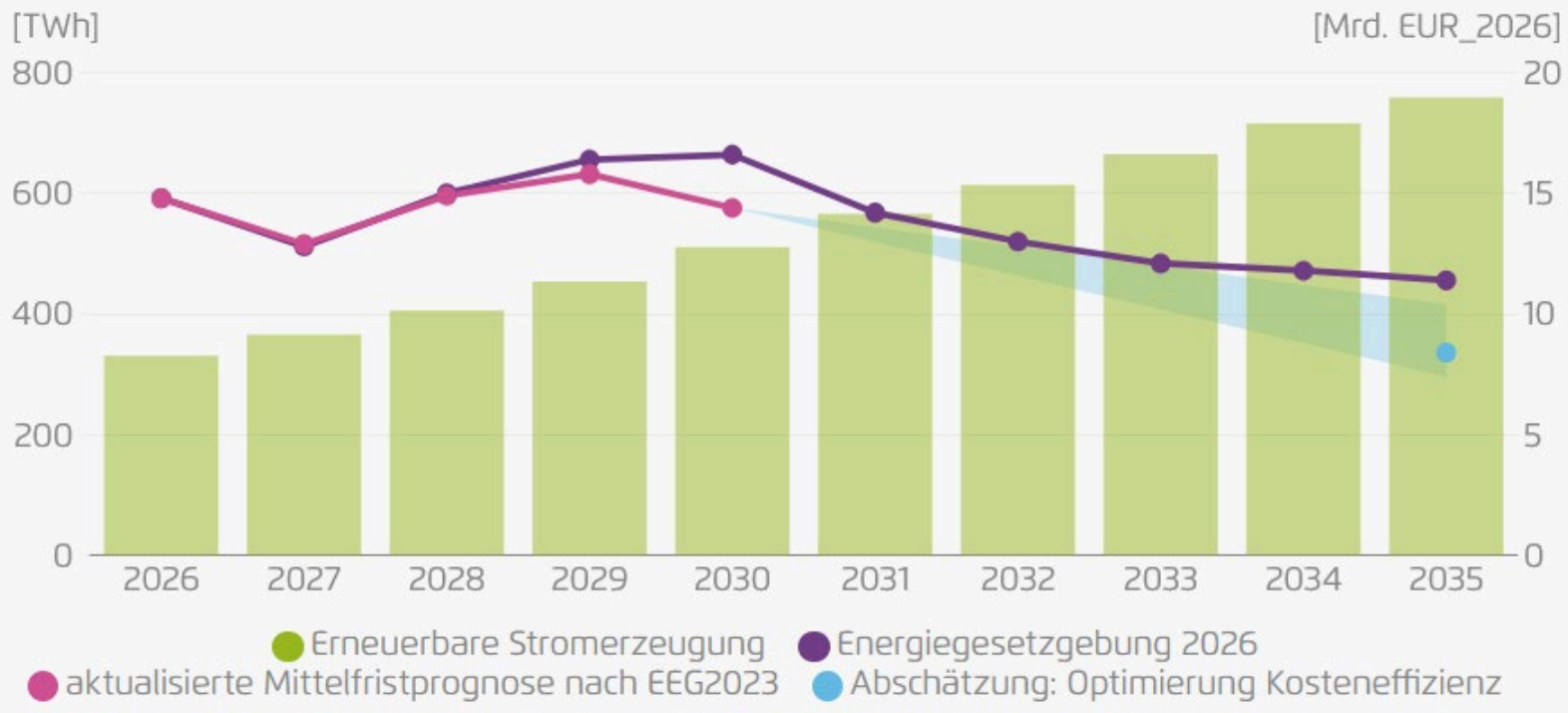
- → Die geplanten Gesetze erhöhen die Investitionsrisiken für neue Wind- und Solaranlagen deutlich. Welchen Nutzen diese Risikoverlagerung für das System hat, wurde bislang nicht abgeschätzt.
- → Die Gebotshöchstwerte reichen voraussichtlich nicht aus: **Die errechneten Gebote liegen bei knapp 7 ct/kWh für PV-Freifläche (Höchstwert 5,9) und 7,6 ct/kWh für Wind an Land (Höchstwert 7,1).** Höhere Kosten lassen sich so nicht über höhere EEG-Zahlungen auffangen.
- → Zugleich steigen die Hürden für den marktbasierten Zubau über PPA.
- → Hohes Risiko für
  - unterzeichnete Ausschreibungen,
  - eine Verfehlung der EEG-Ziele und damit
  - hohe Strompreise sowie eine anhaltende Importabhängigkeit.

Inhalt

- → Ausgangslage und Einschätzung der Reform
- → **Analyseergebnisse und Ableitung von Maßnahmen**
- → Ermittlung anzulegender Werte
- → Dokumentation der Annahmen

EEG 2027 und Netzpaket sollen Kosten senken, erhöhen aber die EEG-Zahlungen bis 2030 um rund 3 Mrd. Euro, später um 3 Mrd. jährlich

Erneuerbare Stromerzeugung und Bundeszuschuss nach Gesetzesentwurf EEG2027/Netzpaket, inflationsbereinigt, 2026 bis 2035



Bis 2027 sinkt der Bundeszuschuss auf ca. 11 Mrd. Euro: Hohe Öl- und Gaspreise infolge der Konflikte im Nahen Osten und in der Ukraine erhöhen die Markterlöse von EE-Strom.

Bis 2030 steigen die EEG-Kosten wieder, weil die Markterlöse sinken. **Netzpaket und EEG 2027 erhöhen sie um rund 3 Mrd. Euro.** Ob das Engpassmanagement dadurch günstiger wird, ist offen.

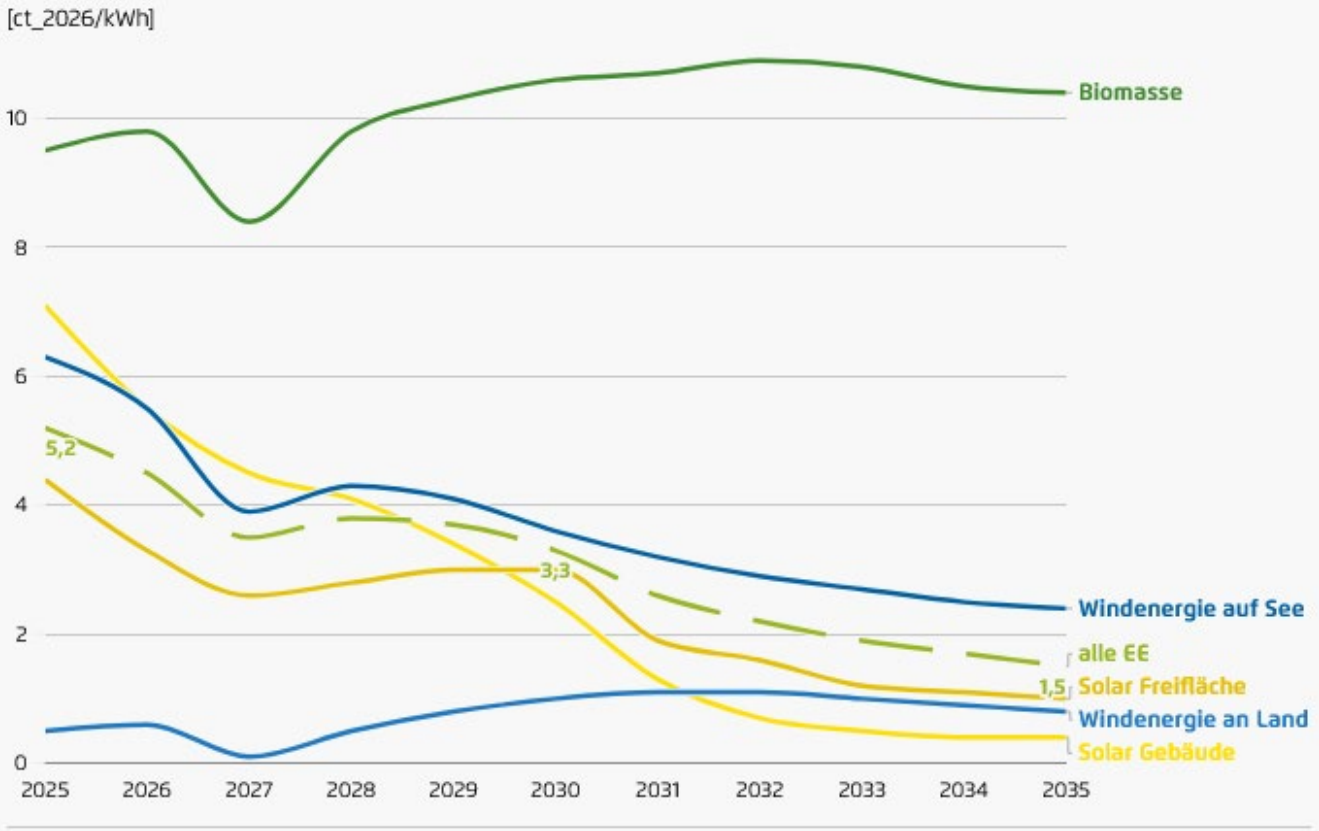
Bis 2035 sinken die EEG-Kosten, weil viele PV-Dachanlagen aus den 2010er-Jahren aus der Vergütung fallen. **Mehr Investitionssicherheit, Marktintegration und günstige Technologien könnten 3 (1 bis 4) Mrd. Euro einsparen.**

 Agora Energiewende (2026), eigene Analyse mittels EEG-Rechner; *) Das EEG-Konto gleicht die Differenz aus Förderwert und Markterlös aus.

Wind an Land und Photovoltaik senken die durchschnittlichen Förderkosten bis 2035 um den Faktor 3,5

- → Die durchschnittlichen Förderkosten sinken von derzeit 5,2 ct/kWh auf 3,3 ct/kWh (2030) und 1,5 ct/kWh (2035).
- → Treiber: Teure Wind- und PV-Altanlagen werden durch deutlich günstigere Neuanlagen ersetzt.
- → Biomasse bleibt mit Abstand am teuersten.
- → Neue PV-Dachanlagen finanzieren sich vor allem über Eigenverbrauch und belasten das EEG-Konto kaum noch.

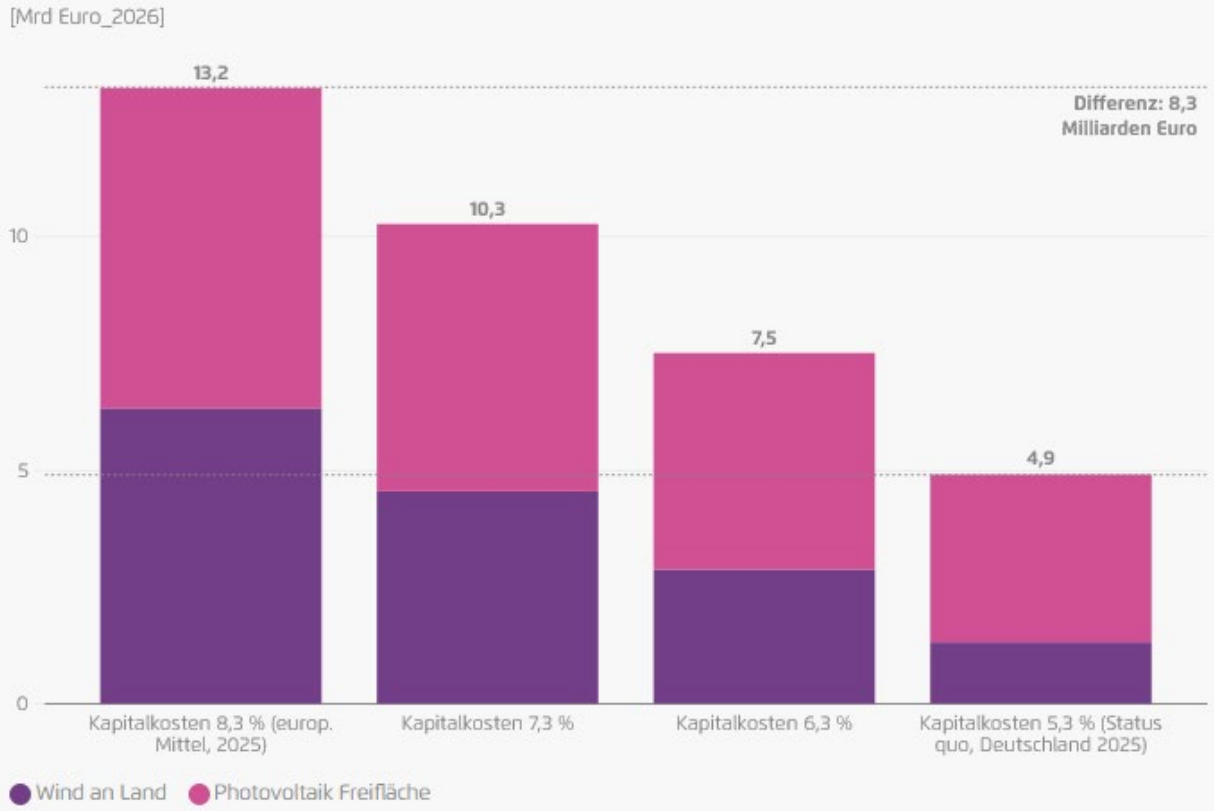
Nettoförderung je Technologie: Alle EEG-Förderbeträge geteilt durch alle erzeugten Strommengen (ohne Effekt des Eigenverbrauchsprivilegs)



Agora Energiewende

Allein der Redispatch-Vorbehalt kann die EEG-Kosten bis 2035 um bis zu 8 Mrd. Euro erhöhen, Mehrkosten sind über 20 Jahre eingeloggt

Kosten im EEG für Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab 2027, abhängig von Investitionssicherheit, **2027 bis 2035**



Neue Wind- und Freiflächen-PV-Anlagen verursachen deutlich geringere EEG-Kosten als Bestandsanlagen: 2027 bis 2035 knapp 5 Mrd. Euro – sofern Deutschlands Zinsvorteil durch hohe Investitionssicherheit erhalten bleibt.

Der Redispatch-Vorbehalt erhöht je nach Ausgestaltung die Projektrisiken: Drohen Erlösausfälle durch unkompensierte Netzabregelungen, steigen Eigenkapitalanteile und Fremdkapitalzinsen. Der Zinsvorteil schwindet.

Steigen die Kapitalkosten von 5,3 % auf das europäische Mittel von 8,3 %, **wachsen die EEG-Kosten um 8 auf über 13 Mrd. Euro*.** Bei 6,3 % sind es 2,8 Mrd. Euro (+7 %).

Der Vergütungsanspruch besteht über 20 Jahre und wirkt damit noch weit über hier gewählten Betrachtungszeitraum 2035 hinaus. Eine grobe Abschätzung: Der Anlagenjahrgang 2030 führt zu **jährlichen Mehrkosten über 411 Mio.** Euro (bei +3 %-Punkten). Der Vergütungsanspruch fünf solcher Zubaujahre über die volle Dauer von 20 Jahren steigt um einen mittleren zweistelligen Milliardenbetrag.**

*) Weitere Änderungen der Energieregulierung erhöhen die EEG-Kosten 2027–2035 insgesamt um einen zweistelligen Milliardenbetrag: weniger Wettbewerbsdruck in Ausschreibungen, Rückgang von Marktintegration/PPA, Kapazitätsnetzentgelte für Einspeiser und höhere Biogas-Ausschreibungsvolumina. **) Vgl. Umweltbundesamt (Mai 2026): 40 Mrd. Euro EEG-Mehrkosten.

Agora Energiewende

2035 ließen sich rund 3 Mrd. Euro EEG-Kosten einsparen – vor allem durch geringere Risiken und weniger Biogas

Treiber der Mehrkosten und Einsparpotenziale

Bis 2030: EEG 2027 und Netzpaket im Vergleich zum bisherigen EEG

- → Höhere Investitionsrisiken und die Umstellung auf CfDs erhöhen die Vergütungswerte.
- → Das Ende der Dach-PV-Einspeisevergütung spart wenig, da Neuanlagen kaum EEG-Kosten verursachen. Der Einbruch bei PV-Dach erhöht aber Druck und Kosten bei der Freifläche.
- → Höhere Ausschreibungsvolumina für Biogas, die teuerste EEG-Technologie.

2035: Einsparpotenzial gegenüber einem alternativen EEG 2027

- → **ca. 1,2 Mrd. Euro**, wenn die Vergütungswerte dem bisherigen Trend folgen
- → **ca. 0,5 Mrd. Euro** durch bessere Marktintegration, z. B. eine Kombination aus PPA und CfD
- → **ca. 1,3 Mrd. Euro**, wenn die Biogas-Ausschreibungsvolumina auf bisherigem Niveau bleiben

Maßnahmen zur Kostensenkung

- → **Redispatch-Vorbehalt**: Auslöseschwelle von 10 %; Netzbetreiber verpflichten, Engpässe vorrangig und vorausschauend zu beheben
- → **Marktintegration**: fest vereinbarte vorangestellte Marktphase oder Recht auf einmaliges CfD-Opt-in
- → **Biogas**: neue und erneuerte Kapazitäten in den Kapazitätsmarkt überführen
- → **Klein-PV**: längere Übergangszeit für die Direktvermarktung, keine Schlechterstellung von Anlagen < 25 kWp – das entlastet auch die Freiflächen-PV
- → **Elektrifizierung und Flexibilisierung**: erhöhen Marktwerte und verbessern das Investitionsklima. Nur diese Maßnahmen senken auch die EEG-Kosten der teureren Bestandsanlagen.

Inhalt

- → Ausgangslage und Einschätzung der Reform
- → Analyseergebnisse und Ableitung von Maßnahmen
- → Ermittlung anzulegender Werte
- → Dokumentation der Annahmen

Das EEG senkt die Finanzierungskosten, weil der Staat bislang zentrale Investitionsrisiken übernimmt

→ Über das Marktprämienmodell trägt der Staat wesentliche Risiken:
  - allgemeines Strompreisniveau
  - Kannibalisierung, z. B. bei Photovoltaik – v. a. bei mangelnder Flexibilität im Markt (Batteriezubau, Netzentgeltregime, Gebotszone)

→ Garantie bzw. Priorität bei Netzanschluss und -zugang

→ Abregelungen wegen Netzengpässen werden kompensiert

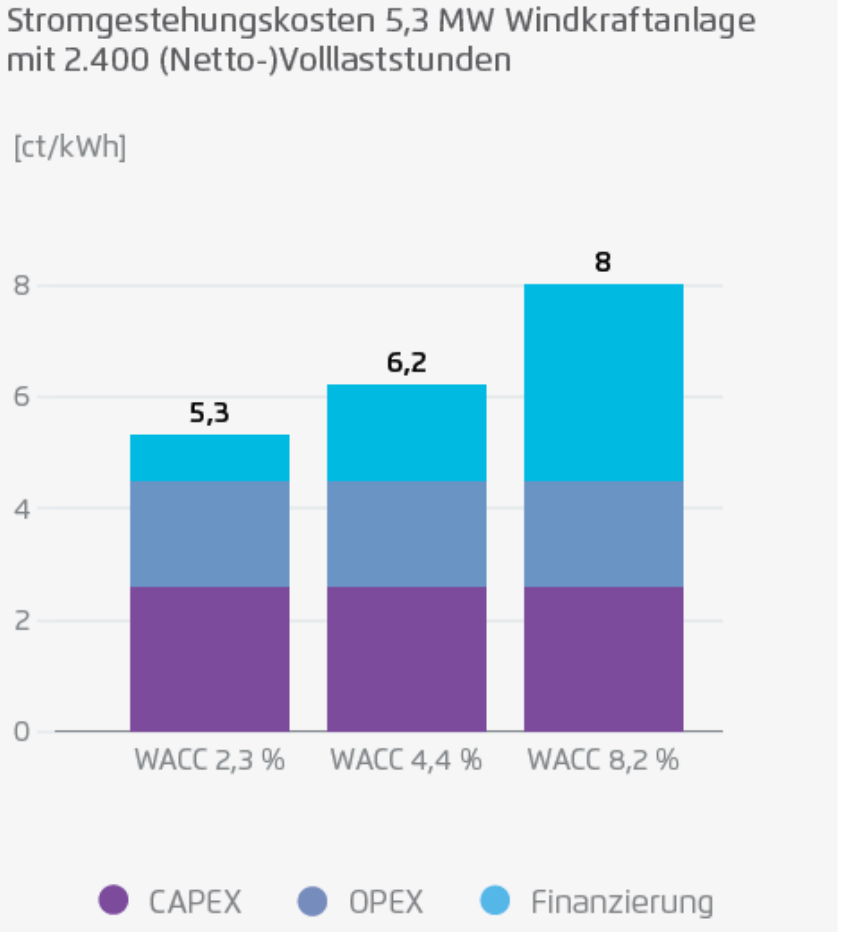
→ Abregelungen bei negativen Preisen werden teilweise kompensiert

Ziele der Reform: günstige Kapitalkosten (WACC) und marktlichen Zubau erhalten

→ ***Für Verbraucher***: günstige PPA-Preise (insb. Industrie)

→ ***Für EEG-Konto/Bundeshaushalt***: niedrige anzulegende Werte, geringer Bundeszuschuss

EEG-Investitionssicherheit senkt die Stromgestehungskosten von Wind an Land um 2,7 ct/kWh gegenüber dem globalen Durchschnitt





Agora Energiewende (2026) basierend auf Irena (2025): Renewable Power Generation Costs in 2024. Links: CAPEX 1.270 USD/kW, OPEX 49 USD/(kW · a), Laufzeit 25 Jahre, Wechselkurs 0,92 EUR/USD, WACC gemäß Irena: 2,3 % Deutschland, 4,4 % Auswahl europäischer Märkte, 8,2 % globaler Durchschnitt; Rechts: * „ausgewählten Märkten“; ** „top markets“

Agora Energiewende

PV-Freifläche: Höhere Risiken treiben die Gebote auf knapp 7 ct/kWh – deutlich über den Höchstwert von 5,9 ct/kWh

Die technologischen Kostenrückgänge werden durch erschwerte Investitionsbedingungen überlagert

Investitions- und Betriebskosten: Annahme deutlich sinkender CAPEX

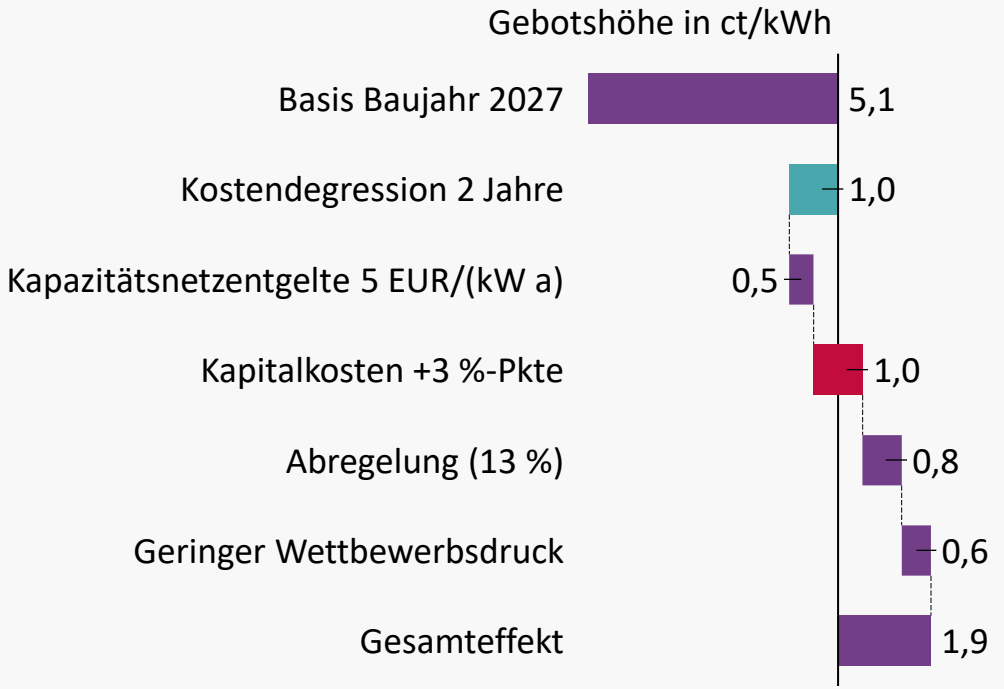
Einführung von **Kapazitätsnetzentgelten** (BNetzA)

Kapitalkosteneffekt: Anstieg auf europäischen Mittelwert durch Risiken unvergüteter Netz-Abregelung (RD-Vorbehalt) und Markt-Abregelung (negative Preise).

Ertragsabschläge wegen **Abregelung**: Mittlere Abregelung 13 % (derzeit ~25 % ohne Batterie, Annahme einer Flexibilisierung)

Wettbewerb: **Sinkender Wettbewerbsdruck** in Ausschreibungen 2027 und 2028

Auswirkungen auf durchschnittliche Gebote 2028 / Baujahr 2029



→ Gebote von knapp 7 ct/kWh (Höchstwert 5,9)

PV-Freifläche: Höhere Kapitalkosten heben die mittleren anzulegenden Werte um bis zu 1,2 ct/kWh

IBN-Jahr (Ausschreibung)	2027 (2026)	2028 (2027)	2029 (2028)	2030 (2029)	2031 (2030)	2032 (2031)	2033 (2032)	2034 (2033)	2035 (2034)
5,3 % WACC	4,9	5,8	5,7	4,9	4,9	4,6	4,5	4,0	3,9
6,3 % WACC	4,9	6,0	6,1	5,2	5,2	4,9	4,8	4,2	4,2
7,3 % WACC	4,9	6,2	6,5	5,6	5,5	5,2	5,1	4,5	4,5
8,3 % WACC	**4,9**	**6,4**	**6,9**	**5,9**	**5,9**	**5,5**	**5,4**	**4,8**	**4,7**

Wind an Land: Höhere Risiken treiben die Gebote auf 7,6 ct/kWh – über den Höchstwert von 7,1 ct/kWh

Die technologischen Kostenrückgänge werden durch erschwerte Investitionsbedingungen überlagert

Investitions- und Betriebskosten: Annahme sinkender CAPEX und OPEX.

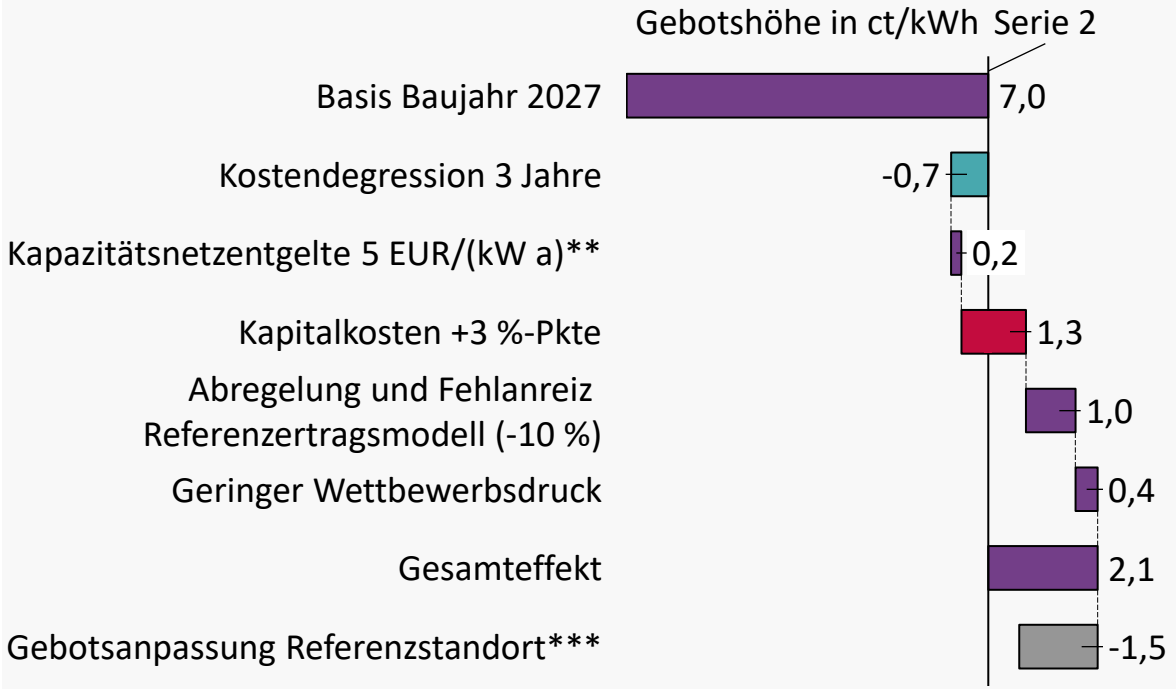
Einführung von **Kapazitätsnetzentgelten** (BNetzA)

Kapitalkosteneffekt: Anstieg auf europäischen Mittelwert durch Risiken unvergüteter Netz-Abregelung (RD-Vorbehalt) und Markt-Abregelung (negative Preise).

Ertragsabschläge wegen **Abregelung und Fehlanreizen** im Referenzertragsmodell*

Wettbewerb: **Geringerer Wettbewerbsdruck** in Ausschreibungen 2027 und 2028

Auswirkungen auf durchschnittliche Gebote 2027 / Baujahr 2030



→ Gebote von 7,6 ct/kWh (Höchstwert 7,1)

Berechnungen: Agora Energiewende; *) Das Referenzertragsmodell reizt unbeabsichtigt auch an „guten“ Standorten zu dichte Bebauung mit Verschattung an; **) Ankündigung BNetzA: 4–7 ct/kWh
***) Annahme: Das Referenzertragsmodell erhöht die Gebotswerte im Mittel um 20 % (derzeit 16 %)

Agora Energiewende

Wind an Land: Höhere Kapitalkosten heben die anzulegenden Werte am Referenzstandort um bis zu 1,2 ct/kWh

IBN-Jahr (Ausschreibung)	2027 (2025)	2028 (2026)	2029 (2026-2027)	2030 (2027-2028)	2031 (2028-2029)	2032 (2029)	2033 (2030)	2034 (2031)	2035 (2032)
5,3 % WACC	6,91	6,77	6,51	6,39	5,97	5,26	5,16	5,06	4,96
6,3 % WACC	6,91	6,77	6,70	6,78	6,33	5,58	5,47	5,37	5,26
7,3 % WACC	6,91	6,77	6,91	7,18	6,70	5,91	5,80	5,68	5,57
8,3 % WACC	**6,91**	**6,77**	**7,12**	**7,59**	**7,09**	**6,25**	**6,13**	**6,01**	**5,89**

Inhalt

- → Ausgangslage und Einschätzung der Reform
- → Analyseergebnisse und Ableitung von Maßnahmen
- → Ermittlung anzulegender Werte
- → Dokumentation der Annahmen

Dokumentation zentraler Annahmen für die Modellierung des EEG-Kontos

Methodik: Die vorliegende Analyse wurde von Agora Energiewende mittels eines EEG-Rechners des Öko-Instituts (Stand: 2026) erstellt. Die Software errechnet auf Basis umfangreicher Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien und zum Börsenwert des Stroms Zahlungen in und aus dem EEG-Konto. Bestandteil der Software ist eine Datenbank zum Anlagenbestand. Zu den Kernannahmen gehören die Ausbauvolumina und die Entwicklung künftiger Ausschreibungsergebnisse, Grundannahme ist die Erreichung der EEG-Ausbauziele*.

Erhöhung Kapitalkosten um 3 %-Pkte: Bislang weisen Solar- und Windkraftprojekte in Deutschland einen deutlichen Zinsvorteil auf. Die mittleren Kapitalkosten betragen aufgrund der hohen Sicherheit durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), den Netzanschluss und die Netzeinspeisung/Kompensation nur 5,3 % (nominal). Durch das Netzpaket und das EEG erhöhen sich jedoch die Ertragsrisiken (RD-Vorbehalt, Erlösabschöpfung, Abregelung bei negativen Preisen) und diese sind nun ähnlich hoch wie in anderen europäischen Märkten. Daher nehmen wir an, dass der Zinsvorteil von im Schnitt 3 Prozentpunkten sukzessive verschwindet und die Stromgestehungskosten steigen werden.

Anpassung Gebotshöchstwerte: Mit den neuen Differenzverträgen erhöhen sich die Gebote, da Zusatzerlöse bei hohen Preisen nicht mehr eingepreist werden können. Aufgrund der steigenden Kapitalkosten liegen die errechneten mittleren Gebote für die Ausschreibungen bis 2029 über den bisherigen Gebotshöchstwerten (etwa 1 ct/kWh bei Solaranlagen und etwa 0,5 ct/kWh bei Windkraftanlagen an Land). Wir gehen davon aus, dass die Höchstwerte angehoben werden, um die EEG-Ziele zu erreichen.

Die **angenommenen Strompreise** entsprechen den Terminmarktpreisen mit Stand Juli 2026 in EUR nominal/MWh: 86 (2026), 103 (2027), danach fallend auf 72 (2030) und 70 (2035). Die angenommenen Marktwertfaktoren (das ist der relative Börsenwert des EE-Stroms) entsprechen bis 2030 den Annahmen der Netzbetreiber in der „EEG-Mittelfristprognose“ (2025). Zwischen 2031 und 2035 folgen sie dem Agora-Szenario „Klimaneutrales Deutschland“ (2024). Bei Solarstrom sinkt dieser Wert zunächst auf 46 % (2030) und steigt danach wieder auf 60 %. Bei Wind an Land sinken die Faktoren auf 83 %, bei Wind auf See auf 86 %. Hinter diesem Entwicklungspfad steht die Annahme einer zunehmenden Flexibilisierung und Elektrifizierung im Stromsektor, die unter anderem Umfang und Höhe negativer Strompreise ab 2030 verringert.

Im Betrachtungszeitraum kommen viele **Biogasanlagen ans Ende ihrer Vergütungszeit**, nur ein Teil der Anlagen beginnt eine zweite EEG-Förderperiode von zwölf Jahren. Während kleinere Anlagen bei gleicher Leistung tendenziell die Stromerzeugung verringern, überbauen größere Anlagen aktiv ihre bisherige Leistung, um den Kapazitätszuschlag von 100 EUR/kW zu erhalten. Ihre EEG-Förderwerte sind nach wie vor die mit Abstand höchsten und sinken von 18 auf 17 ct/kWh.

Rückschritte Marktintegration: Wir gehen davon aus, dass durch den EEG-Gesetzesentwurf der künftige Ausbau von Großanlagen nahezu ausschließlich über Ausschreibungen/CfDs finanziert wird. Das PPA-Segment des EE-Ausbaus verschwindet sukzessive, wenn wie bislang geplant keine wirtschaftliche Kombination aus CfD und PPA mehr vorgesehen ist. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass eine Kombination aus PPA und CfD die EEG-Kosten verringern könnte. Dabei gehen wir davon aus, dass ein Anteil von ca, 25 % der Anlagen die EEG-Absicherung nur für die Anlagenfinanzierung benötigen, diese im Normalfall jedoch nicht nutzen würden.

Kurzdokumentation weiterer technologiespezifischer Annahmen zur Berechnung der EEG-Zahlungen

Technologie / Segment	Vermarktungsform / Modell	Anzulegender Wert / Vergütung	Besonderheiten & Kapazitätskomponenten
PV Dach bis 25 kWp	Keine Vergütung, Übergang 2027–2029	**5,2 ct/kWh** *(für 3 Betriebsjahre)*	Überwiegend Eigenverbrauch; Mieterstrom und 1,5 ct/kWh DV-Prämie im Modell vernachlässigt.
PV Dach > 25–100 kWp	Marktprämie	**6,2 ct/kWh**	Überwiegend Eigenverbrauch; Verzicht auf Abbildung der 7/50 kWp-Schwellen.
PV Dach > 100 kWp	CfD (Marktprämie + Refinanzierungsbeitrag)	< 750 kW 6,2 ct/kWh > 750 kW Ausschreibung (Gebotshöchstwert 9,9 ct/kWh)	unterhalb 750 kW hohe Eigenverbrauchsanteile; Ausschreibungspflicht Bürgerenergieanalgen abweichend 750 kWp
Wind Offshore *(ab 2029)*	Modellierter CfD-Anteil *(25% '29 / 50% '30 / 75% '31+)*	**8,5 ct/kWh** *(2029)*, +2,0 % Inflationsdynamik p. a.	Annahme zur Wahrung Realisierungs-wahrscheinlichkeit (derzeit nicht im WindSeeG).
Biomasse	Marktprämie + Kapazitätszuschlag	18 ct/kWh -> 17 ct/kWh (2027 bis 2035)	**Flex-Zuschlag:** 100 €/kWa (Überbauung) / 50 €/kWa (Bestand) für 12 J. Anschlussförderung.
Biomasse (Struktur)	1/3 der Leitung aus Bestand, 2/3 der Leistung durch Überbaung aus Bestand, kaum Neuanlagen		**Passiv:** Reduktion Volllaststd **Aktiv:** Leistungssteigerung um Faktor 5.
Wasserkraft, Gase, Geothermie	Gemäß EEG-Mittelfristprognose	Werte unverändert aus Mittelfristprognose	Keine gesonderte Neumodellierung in dieser Studie.

Agora Energiewende

Imprint

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2, D-10178 Berlin
T +49 (0) 30 7001435-000

www,agora-energiewende,de
info@agora-energiewende,de

Projektleitung
Fabian Huneke
fabian.huneke@agora-energiewende.de