

Kurzstudie: Förderkosten neue EE-Anlagen

Betrachtete Technologien: Solar & Wind

LEE NRW

September 2026

Hintergrund der Untersuchung

Executive Summary

Förderkosten Wind an Land

Förderkosten Solar

Anhang und Erläuterungen zur Methodik der Förderkostenbestimmung

Öffentliche Debatte über zukünftige EEG-Förderungen fokussiert hohe EEG-Gesamtkosten

Die Studie prüft den Beitrag heutiger Neuanlagen gegenüber dem Bestandsportfolio

Öffentliche Diskussion

„fast 18 Milliarden Euro für die Förderung erneuerbarer Energien“

Katherina Reiche, Haushaltsdebatte im Deutschen Bundestag, 26.09.2025

„mehrere zehn Milliarden Euro staatlicher Mittel ... langfristige Förderzusagen“

BMWE, Zitat der Bundeswirtschaftsministerin zu Strompreisen, 06.08.2026

- **Die öffentlich genannten Milliardenbeträge beziehen sich auf das gesamte Förder- bzw. Stromsystem und vermischen damit historische Verpflichtungen mit den Kosten des heutigen Zubaus**

Ziel dieser Studie: Bestandsverpflichtungen und Kosten des heutigen Zubaus trennen – für eine sachgerechte politische und öffentliche Einordnung.

Studienfrage

1

Welcher jährlichen Förderbedarf ist für neue Onshore Wind- und PV-Projekte zu erwarten?

2

Wie hoch sind die erwarteten jährlichen spezifischen Förderkosten je kWh auf realem Marktwertniveau 2025?

3

Wie groß ist die Differenz der durchschnittlichen spezifischen Förderkosten zwischen neuen Anlagen zum EEG-Gesamtportfolio?

- **Technologischer Fokus:** Wind an Land, PV-Freifläche PV-Aufdach.
- **Bewertung:** auf tatsächlichen Preisniveau 2025.
- **Neue Anlagen:** Anlagen mit Zuschlag ab Anfang 2025 bis Mitte 2026 ohne Inbetriebnahme zum Stichtag 18.08.2026.

Bewertungsbasis 2025

- Letztes vollständiges Kalenderjahr mit vollständigen Ausschreibungs-, Zuschlags- und technologiespezifischen Marktwertdaten
- Bewertung ohne Prognosen und unterjährige Saisoneffekte

Executive Summary

Deutlich niedrigere spezifische Kosten neuer Wind & Solar-Anlagen gegenüber dem Vergleichswert des EEG-Gesamtportfolios zeigen, dass die politische Einordnung klar zwischen bestehenden Förderverpflichtungen und den Kosten neuer EE-Anlagen unterschieden muss

1. Gesamt-Förderbedarf

**400 Mio. €/a vs.
14,8 Mrd €/a**

jährlicher EEG-Förderbedarf*1



Wind
258 Mio. €

PV-FF
37 Mio. €

PV-Aufdach
105 Mio. €

Neue Anlagen (Zuschlag ab 2025 & keine IBN) kosten rund **400 Mio. €/a** mit einer Gesamtleistung von **37,8 GW** und einer jährlichen Stromerzeugung von **55,8 TWh**.

Bestandsanlagen kosten etwa **14,8 Mrd €/a** bei einer installierten Leistung von **184,3 GW** und **225,3 TWh** Stromerzeugung.

2. Spezifischen Förderkosten

EEG-Portfolio **6,58 ct/kWh**

Neue Anlagen **0,72 ct/kWh**

spezifische Förderkosten*2

Spezifische Förderkosten

=

EEG-Förderkosten p.a.

÷

Bruttostromerzeugung p.a.

Neuanlagen:

sp. FK = 400 Mio. €/a ÷ 55,8 TWh = 0,718 ct/kWh

EEG-Bestandsanlagen:

sp. FK = 14,8 Mrd. €/a ÷ 225,3 TWh = 6,578 ct/kWh

3. Einordnung

- 89 %

gegenüber EEG-Gesamtportfolio*2

Neuanlagen weisen um **5,86 ct/kWh** niedrigere Vergütungs- und Zuschlagswerte auf als das EEG-Bestandsportfolio.

*1 **Hinweis:** Summe der Förderzahlungen für die innerhalb eines Jahres erzeugten und geförderten Strommengen entsprechender Anlagen.

*2 **Hinweis:** Verglichen werden die spezifischen Förderkosten in €/MWh. Der Vergleich basiert auf denselben Technologien und der technologiespezifischen Verteilung der Gesamtförderkosten gemäß [ÜNB-Prognose 2024](#). Er zeigt Unterschiede im Förderkostenniveau je geförderter MWh und nicht in der absoluten Höhe der EEG-Zahlungen.

Executive Summary

Die politische Einordnung sollte klarer zwischen bestehenden Förderverpflichtungen und neuen erneuerbaren Anlagen unterscheiden.

Kernaussage

„EEG-Gesamtzahlungen sind kein geeigneter Maßstab für die Kosten des heutigen Zubaus.“

- 1 Portfolioeffekt** Hohe Gesamtzahlungen werden wesentlich durch das historisch gewachsene Portfolio und frühere Vergütungsniveaus geprägt, während die Zuschlagsniveaus neuer Anlagen deutlich unter denen vieler älterer EEG-Anlagen liegen.
- 2 Neubau-Effekt** Neue Wind- und Solar-Anlagen liegen mit ihren Zuschlagsniveaus deutlich unter vielen älteren EEG-Anlagen.
- 3 Markteffekt** Gesunkene Zuschlagswerte und Markterlöse senken den Förderbedarf; die Höhe bleibt marktpreisabhängig.

Schlussfolgerung:

Aus dem EEG-Gesamtbudget kann nur begrenzt auf die Kosten neuer Projekte geschlossen werden.

Förderkosten Wind an Land

Ausschreibungsrunden Januar 2025 – Mai 2026

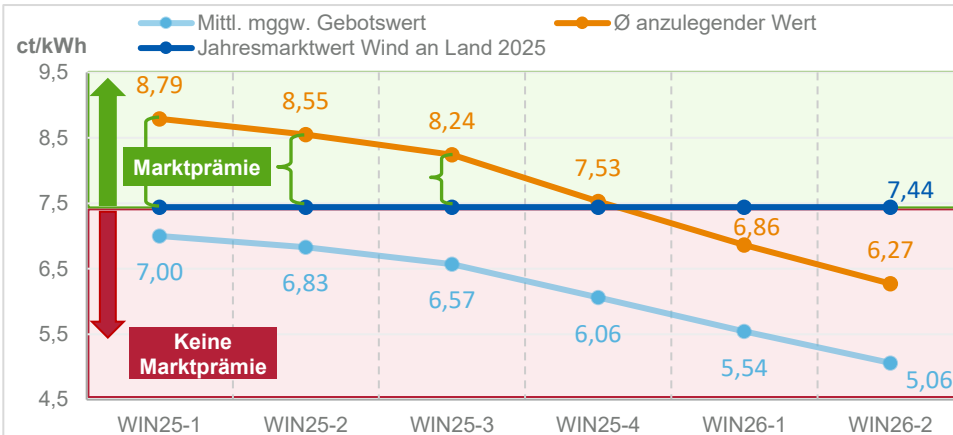
Wind: Vom Zuschlagswert zum tatsächlichen Förderbedarf

Zuschlagswert vs. Marktwert

Zuschlagslogik:



Gebotswert in Ausschreibungsrunde → **Gütefaktor** nach Bundesland → **Korrekturfaktor** nach § 36h EEG interpoliert → Berechnung **anzulegender Wert** = Gebotswert × Korrekturfaktor → Vergütung mit **Marktprämie** wenn **anzulegender Wert** > **Jahresmarktwert**



- **Grafik oben:** Marktprämie = Differenz aus anzulegendem Wert (orange) und Jahresmarktwert (dunkelblau), wenn diese größer Null ist (grüner Bereich).
- **Verwendeter Jahresmarktwert Wind an Land 2025** nah am Mittel seit 2021 (Ø 7,26 ct/kWh, ohne 2022) → **guter Langfrist-Näherungswert**.
- **Hochpreisjahr 2026 nicht berücksichtigt:** Förderkosten reagieren stark auf den Marktwert – durch höhere Strompreise erhöhte Marktwerte senken die **EEG-Förderkosten**, niedrigere erhöhen sie.

Ergebnis



258,11 Mio. €

Erwartete Förderkosten p. a.

Förderkosten = Förderfähige Erzeugung × Marktprämie

42.473 GWh

Förderfähige Erzeugung

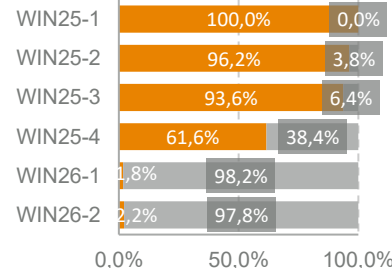
0,61 ct/kWh

Erwartete Förderkosten

20,09 GW

Installierte Leistung

■ Anlagenanteil mit anzulegendem Wert über dem JMW 2025
■ Anlagenanteil mit anzulegendem Wert unterhalb des JMW 2025



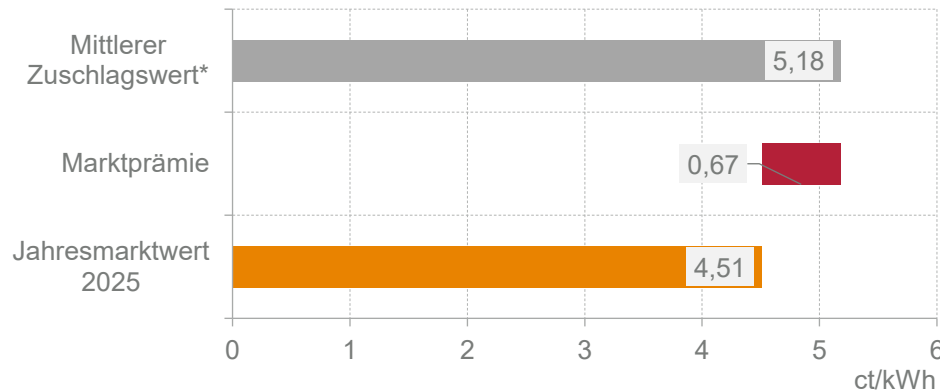
- **Grafik links:** Anteil neuer Anlagen (Zuschlag ab 2025) mit **Marktprämie** (orange) bzw. **ohne** (grau), bei einem Jahresmarktwert von 7,44 ct/kWh.
- Nur **bis Ende 2025 bezuschlagte Anlagen erhalten im Mittel noch eine Marktprämie**, für Zuschläge ab 2026 liegt der Anspruch bei nahezu null.
- **Ausblick:** CfD/AgNes werden vermutlich **Zuschlagswerte erhöhen** – **CfD-Rückzahlungen** bei hohen Marktpreisen senken gleichzeitig die Erlöse.

Förderkosten Solar

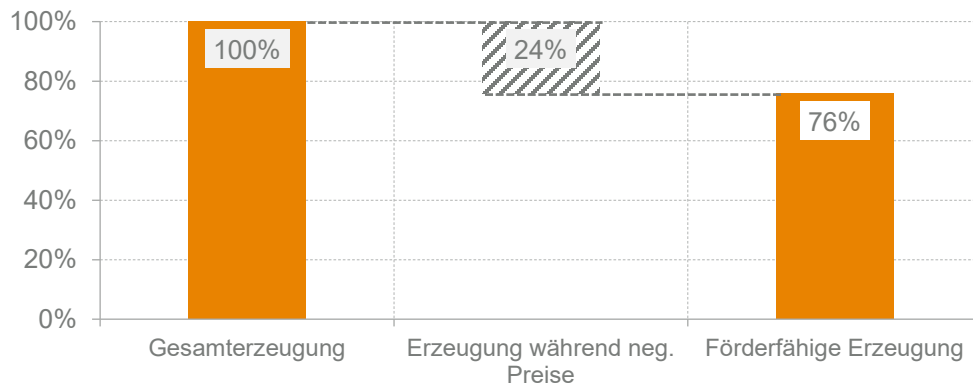
Freiflächen-PV und Aufdach-PV

PV-Freifläche: Niedrige Zuschlagswerte begrenzen den Förderbedarf

Zuschlagswert vs. Marktwert

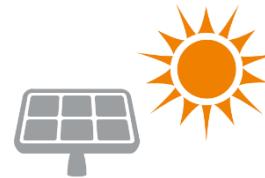


Einfluss von §51 auf Erzeugungsmengen



* Mittlerer Zuschlagswert als vereinfachte Darstellung. Zur Berechnung der Förderkosten wurden die mittleren Zuschläge runderscharf verwendet.

Ergebnis



37,3 Mio. €

Erwartete Förderkosten p. a.

Förderkosten = Förderfähige Erzeugung × Marktpremie

8.620 GWh

Förderfähige
Erzeugung

0,43 ct/kWh

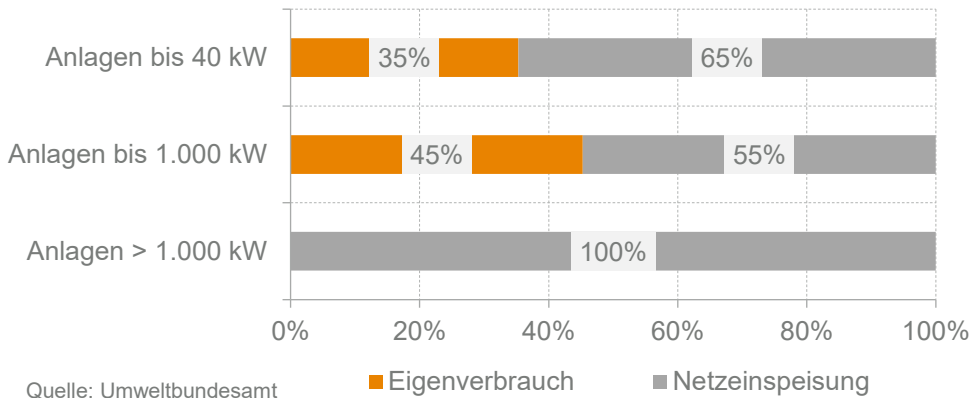
Erwartete
Förderkosten

10,2 GW

Installierte
Leistung

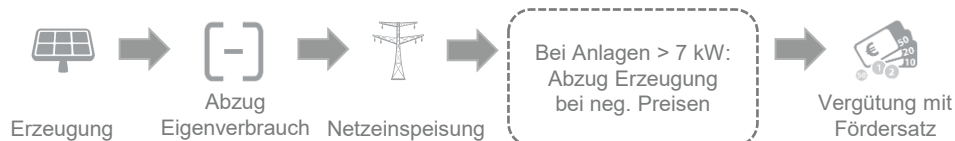
PV-Aufdach: Eigenverbrauch reduziert die EEG-geförderte Strommenge

Eigenverbrauchsquoten nach Leistungsklasse



Vergütungslogik nach Anlagengröße

Aufdach < 1.000 kW



Aufdach > 1.000 kW



Ergebnis



105,3 Mio. €

Erwartete Förderkosten p. a.

Förderkosten = Förderfähige Erzeugung × Marktprämie

4.700 GWh

Förderfähige
Erzeugung

2,24 ct/kWh

Erwartete
Förderkosten

7,5 GW

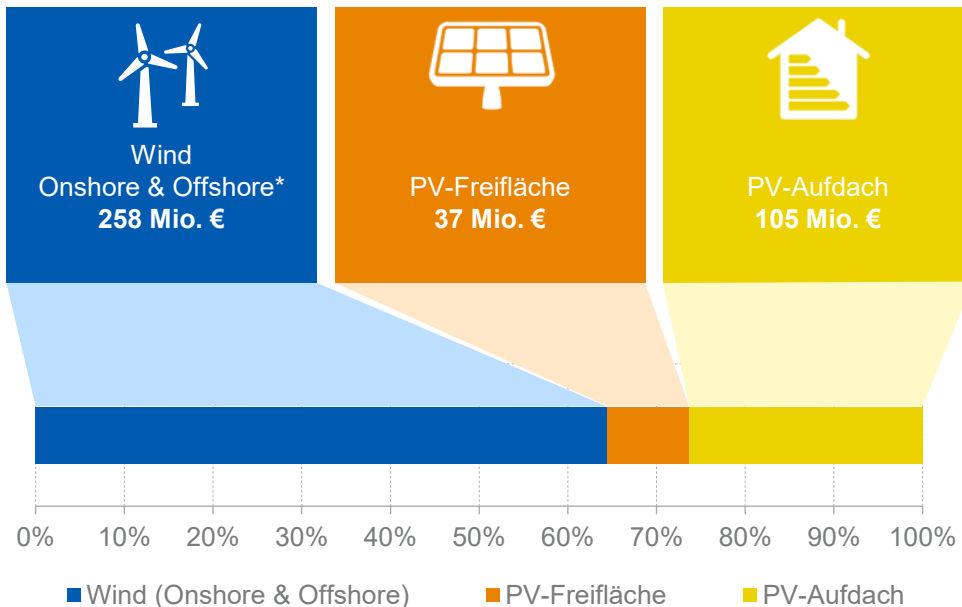
Installierte
Leistung

Förderkosten Wind und Solar

Zusammenführung der Förderkosten

Neue Wind- und PV-Anlagen: Zusammenführung der Förderkosten

Jährliche Förderkosten der Neuanlagen



Einordnung

- Rund 90 % der Förderkosten entfallen auf Wind und PV-Aufdach
- Der geringe Anteil der Freiflächen-PV ist insbesondere auf die geringe Differenz zwischen aktuellem Marktwert und Zuschlagsniveau zurückzuführen.
- * **Offshore Wind:** Im betrachteten Zeitraum wurden keine neuen Zuschläge erteilt. Auch die unmittelbar vorausgehenden Ausschreibungsrunden führten aufgrund von 0 ct Geboten zu keinem zusätzlichen Förderbedarf.

Ergebnis



400 Mio. €

Erwartete Förderkosten p. a.

Förderkosten = Förderfähige Erzeugung × Marktprämie

55.793 GWh

Förderfähige
Erzeugung

0,72 ct/kWh

Erwartete
Förderkosten

37,8 GW

Installierte
Leistung

Herleitung der spezifischen Förderkosten des EEG-Bestandsportfolios für Wind & Solar

Herleitung der Förderkosten

1

EEG-Förderkosten
real 2025*

18,5 Mrd. €

Keine Aufteilung nach
Technologie verfügbar.

Quelle: [Netztransparenz](#)

2

Anteil EEG-Förderkosten
je Technologie gemäß
ÜNB-Prognose

Wind Onshore	3,0 %
Wind Offshore	10,4 %
PV-Freifläche	10,1 %
PV-Aufdach	56,5 %

Quelle: [ÜNB-Mittelfristprognose 2024](#)

3

Abgeleitete
Förderkosten 2025 je
Technologie in Mio. €

Wind Onshore	559
Wind Offshore	1.933
PV-Freifläche	1.869
PV-Aufdach	10.457

* 1. EEG-Förderkosten real 2025 = 2. Anteil EEG-Förderkosten je Technologie gemäß ÜNB-Prognose × 3. Abgeleitete Förderkosten 2025 je Technologie in Mio. €

Herleitung der Stromerzeugung

1

Bruttostromerzeugung
real 2025 in TWh

Wind Onshore	107,2
Wind Offshore	26,5
Solar	91,6

Quelle: [Umweltbundesamt \(UBA\) auf
Basis AGEE-Stat](#)

2

Aufteilung der
Solarerzeugung gemäß
ÜNB-Prognose

PV-Freifläche	30 %
PV-Aufdach	70 %

Die reale Solarerzeugung wird
mithilfe der ÜNB-Prognose auf
Freifläche und Aufdach
aufgeteilt

Quelle: [ÜNB-Mittelfristprognose 2024](#)

3

Abgeleitete Erzeugung
2025 je Technologie
in TWh

Wind Onshore	107,2
Wind Offshore	26,5
PV-Freifläche*	27,5
PV-Aufdach*	64,1

* 1. Bruttostromerzeugung Solar real 2025 in TWh × 2. Anteil an Solarerzeugung gemäß ÜNB-Prognose = 3. Abgeleitete Erzeugung 2025 je PV-Technologie in TWh

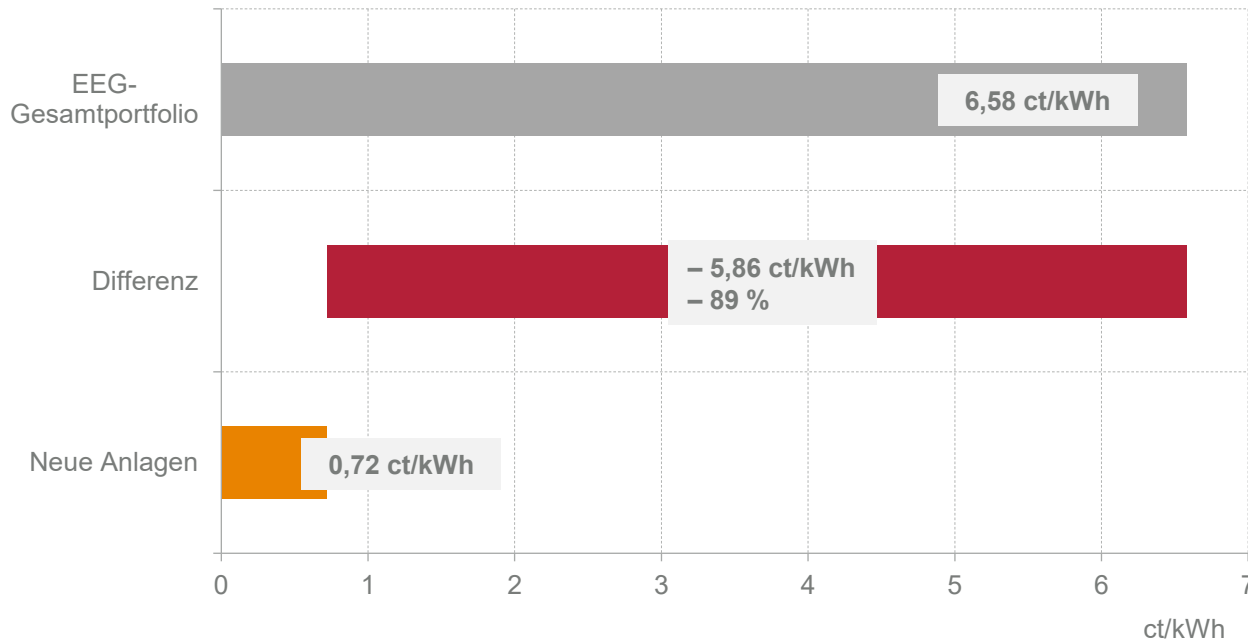
**Spezifische
Förderkosten je
Technologie in
ct/kWh**

**Spezifische Förderkosten
= EEG-Förderkosten der
Technologie
÷
Bruttostromerzeugung der
Technologie**

Wind Onshore	0,52
Wind Offshore	7,29
PV-Freifläche	6,80
PV-Aufdach	16,31

Der zentrale Vergleich: Neue Anlagen vs. EEG-Gesamtportfolio

Vergleich der spezifischen Förderkosten



Einordnung

Förderkosten neuer Anlagen liegen um **5,86 ct/kWh** bzw. **89,1 %** unter dem Vergleichswert des Bestandsportfolios.

Treiber des Unterschieds

- Geringere anzulegende Werte bzw. Zuschlagswerte neuer Anlagen.
- Aktuelles Marktwertniveau reduziert den Förderbedarf.
- Bei PV wirken § 51 EEG sowie Eigenverbrauch zusätzlich kostensenkend.

Hinweis: Verglichen werden die spezifischen Förderkosten in ct/kWh. Der Vergleich basiert auf denselben Technologien und der technologiespezifischen Verteilung gemäß ÜNB-Prognose. Er zeigt Unterschiede im Förderkostenniveau je geförderter kWh und nicht in der absoluten Höhe der EEG-Zahlungen.

Anhang

Untersuchungsumfang und Abgrenzung

Die Kurzstudie ordnet die wesentlichen Effekte zur Förderhöhe vereinfacht ein. Dabei werden teilweise Annahmen getroffen und Vereinfachungen vorgenommen.

Gegenstand der Untersuchung

Wind an Land



Anlagen

- Bezuschlagte aber noch nicht in Betrieb gegangene Anlagen. Abgleich mit Marktstammdatenregister.

Vergütung

- Mittlerer mengen-gewichteter Zuschlagswert je Ausschreibungsrunde, verrechnet mit der Marktprämienlogik.

Zeitraum

- Ausschreibungen seit Anfang 2025

PV-Freifläche



PV-Aufdach



Anlagen

- Anlagen < 1 MW in Betrieb
- Anlagen > 1 MW mit Zuschlag, ohne IBN

Vergütung

- Anlagen < 1 MW Fördersatz je Größenklasse
- Anlagen > 1 MW mittlerer Zuschlagswert mit Marktprämienlogik

Zeitraum

- IBN letzten 12 Monaten
- Ausschreibungen seit Anfang 2025

Nicht Betrachtet

Im EEG-Gesamtportfolio sind weitere Technologien enthalten, die in dieser Studie nicht betrachtet werden. Dazu gehören:

- Wasserkraft
- Deponiegas
- Klärgas
- Grubengas
- Energie aus Biomasse
- Geothermie

Methodik der Studie: Vom Anlagenportfolio zu den jährlichen Förderkosten **neuer** Anlagen



$$\text{Förderkosten} = \text{Förderfähige Strommenge} \times (\text{Anzulegender Wert} - \text{Marktwert})$$

Wind: Eingangsdaten der Hauptuntersuchung

Spezifische Förderkosten [ct/kWh]

= bezuschlagte installierte Leistung x VLH x (1 – Anteil negativer Preisstunden) x Marktprämie

Ausschreibungs- & Marktwerte

7,44 ct/kWh

Jahresmarktwert 2025 | Wind an Land [1]

7,63 %

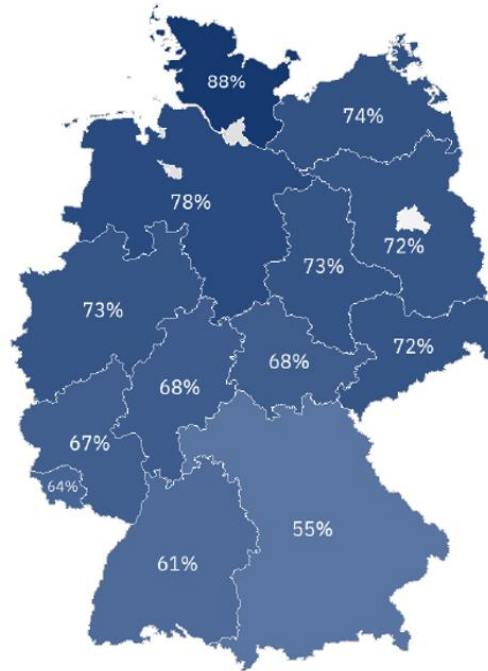
Anteil negativer Preisstunden an der Stromerzeugung von Wind an Land 2025 [2]

Runde	Gebots-termin	Mittl. Zuschlag [ct/kWh]	Bezuschlagte Leistung* [GW]
WIN25-1	03.02.2025	7,00	3,8
WIN25-2	02.05.2025	6,83	3,4
WIN25-3	01.08.2025	6,57	3,4
WIN25-4	01.11.2025	6,06	3,5
WIN26-1	01.02.2026	5,54	3,4
WIN26-2	01.05.2026	5,06	2,5

* **Hinweis:** Bezuschlagte Leistung (gerundete Werte) bei Anwendung des oben angegebenen Jahresmarktwertes 2025 für Wind an Land (7,44 ct/kWh) [1]

Quellen: [1] [NETZTRANSPARENZ.DE](https://www.netztransparenz.de); [2] aus EEX Daten berechnet

Gütefaktoren für §36h, EEG23



Die Gütefaktoren werden zur Berechnung der Korrekturfaktoren von Wind an Land-Anlagen gemäß dem §36h EEG benötigt.

**anzulegender Wert =
Gebotswert × Korrekturfaktor**

Quelle: [FA Wind und Solar \(2025\), Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land](#)

Annahmen Volllaststunden (VLH)

Region	VLH 2025
Hoher Norden	2680 h
Norden	2400 h
Mitte	2220 h
Süden	2090 h

Region	Bundesland
Hoher Norden	Schleswig-Holstein
Norden	Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen, Hamburg
Mitte	Nordrhein-Westfalen, Hessen, Thüringen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Sachsen, Berlin
Süden	Rheinland-Pfalz, Saarland, Baden-Württemberg, Bayern

Mithilfe der Volllaststunden lässt sich die jährliche förderfähige Stromerzeugung je Anlage berechnen:

**Förderfähige Stromerzeugung [MWh] =
bezuschlagte installierte Leistung × VLH
× (1 – Anteil negativer Preisstunden)**

Quelle: [Deutsche WindGuard \(2025\), Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land](#)

Solar: Eingangsdaten der Hauptuntersuchung

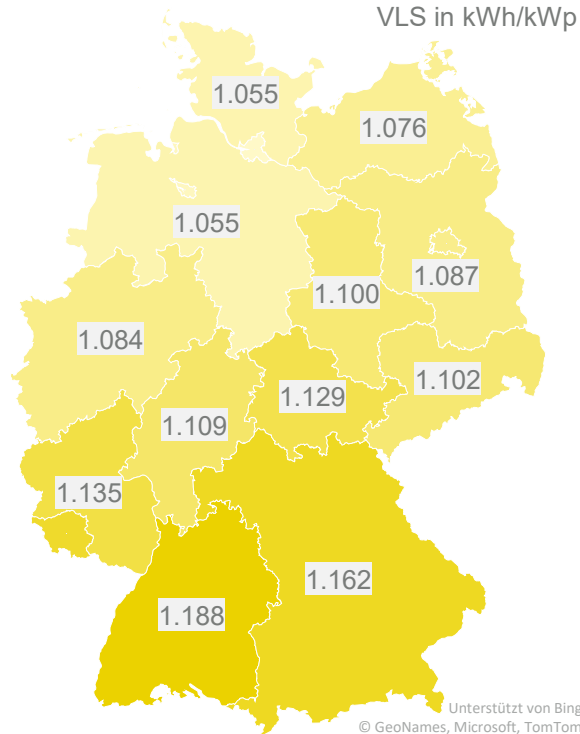
PV-Freifläche

Ausschreibungsrunden

Runde	Gebotstermin	Mittl. Zuschlag [ct/kWh]
SOL25-1	01.03.2025	4,66
SOL25-2	01.07.2025	4,84
SOL25-3	01.12.2025	5,00
SOL26-1	01.03.2026	4,94
SOL26-2	01.07.2026	4,97
Inn25-1	01.05.2025	6,15
Inn25-2	01.09.2025	5,31
Inn26-1	01.05.2026	5,34

Quelle: Bundesnetzagentur

Erzeugung & Marktwerte



4,51 ct/kWh
Jahresmarktwert

24,09 %
Neg. Preise 2025

Quelle: [NETZTRANSPARENZ.DE](https://www.netztransparenz.de), enervis PV-Ertragsmodell

PV-Aufdach

Ausschreibungsrunden für > 1 MW

Runde	Gebotstermin	Mittl. Zuschlag [ct/kWh]
SDA25-1	01.02.2025	9,10
SDA25-2	01.06.2025	9,22
SDA25-3	01.10.2025	9,66
SDA26-1	01.02.2026	9,56
SDA26-2	01.06.2026	9,72

Anzulegende Werte für < 1 MW*

Leistung [kW]	Teileinspeisung [ct/kWh]	Volleinspeisung [ct/kWh]
bis 10	8,26	12,87
bis 40	7,20	10,85
bis 100	5,96	10,85
bis 400	5,96	9,03
bis 1.000	5,96	7,78

*Fördersätze für den Zeitraum
01.08.2025 bis 31.01.2026.
Für den Zeitraum ab 01.02.2026 entsprechend des
Degressionssatzes geringere Fördersätze.

Quelle: Bundesnetzagentur

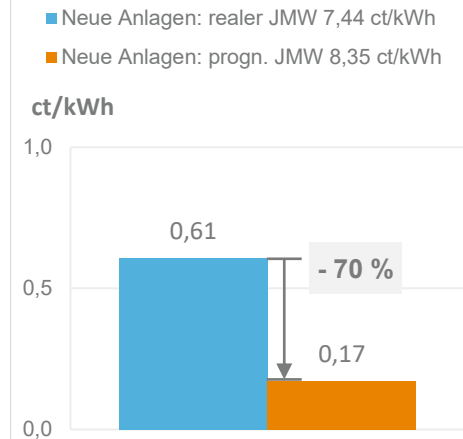
Treiber der Förderkosten von Wind an Land

Vergütungs- niveau

- Zuschlagswerte sinken seit Mai 2024 (Ø 7,33 ct/kWh) kontinuierlich auf zuletzt Ø 4,79 ct/kWh in der Auktion August 2026 (außerhalb des Studienzeitraums).
- CfD-Einführung + Einspeise-Netzentgelte (AgNes) dürften Zuschlagswerte künftig wieder erhöhen.

Marktwert

- Studie basiert auf **Jahresmarktwert 2025 Wind an Land mit 7,44 ct/kWh** als Referenz für die Marktprämien.
- Liegt **nah am Mittel seit 2021** (Ø 7,26 ct/kWh, ohne Extrempreisjahr 2022) → guter Näherungswert für ein **längerfristiges Preisniveau**.
- **Preisanstieg 2026 nicht berücksichtigt**; höhere Marktwerte würden die **EEG-Förderkosten weiter senken**, 2026 ist jedoch ein **Hochpreisjahr**.
- **Grafik rechts**: Förderkosten reagieren stark auf den Marktwert: **+12 % Jahresmarktwert*** → **rund -70 % Förderkosten je MWh** neuer Anlagen.



Förderkosten

- **Neuanlagen noch mit höherem Förderbedarf als der Bestand** (0,61 vs. 0,52 ct/kWh).
- **Marktprämienanspruch fällt jedoch stark**: von **100 %** der neuen, bezuschlagten Anlagen aus erster Ausschreibungsrunde 2025 (**WIN25-1**) auf unter **5 %** bei Zuschlägen ab **2026**.
- Der **CfD-Refinanzierungsbeitrag** wirkt bei hohen Marktpreisen künftig förderkostendämpfend.

* Quelle: ÜNB-Mittelfristprognose 2024

Treiber der Förderkosten von PV-Anlagen

Vergütungs- niveau

- Die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte in PV-Freiflächen Ausschreibungen sind seit 2025 verglichen mit den Vorjahren **auf einem niedrigeren Niveau**.
- PV-Aufdach-Anlagen kleiner als 1 MW erhalten ihren anzulegenden Wert über einen festgelegten Fördersatz. Dieser unterliegt einer halbjährigen Degression und ist dementsprechend im Zeitverlauf abnehmend.
- Allgemein liegt somit **das Vergütungsniveau der neuen Anlagen unterhalb des gesamten EEG-Portfolios PV**.

Marktwert

- **Bei Freiflächen-PV decken die Markterlöse bereits einen großen Teil des Vergütungsanspruchs** und begrenzen dadurch den zusätzlichen Förderbedarf.
- **Negative Preise** reduzieren die förderfähige Erzeugungsmenge zusätzlich, da für diese Zeiträume **keine Marktpremie** gezahlt wird.

Förderkosten

- Die **Förderkosten** ergeben sich aus dem Zusammenspiel von Vergütungsniveau, Markterlösen und tatsächlich förderfähiger Strommenge.
- Im **PV-Aufdach Segment** sind die Förderkosten aufgrund der festgelegten Fördersätze, die keinem Wettbewerb unterliegen, **höher als im PV-Freiflächen Segment**. Dazu kommt, dass die Ausschreibungen im PV-Aufdach Segment seit 2025 nur knapp gezeichnet oder unterzeichnet sind.

Autoren des Gutachtens

enervis energy advisors GmbH

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

www.enervis.de

kontakt@enervis.de

Autoren

Fritz Halla

Ivo Schmidt-Sierra

Jannik Hohn

Citlali Rodriguez del Angel

Studie im Auftrag von LEE NRW GmbH



Nutzungshinweise

© **enervis energy advisors GmbH**. Alle Rechte sind vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen). Insbesondere die unerlaubte kommerzielle und gewerbliche Nutzung, die Vervielfältigung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien sind ohne Zustimmung nicht gestattet.

Soweit gesetzlich zulässig und vertraglich nicht abweichend geregelt, schließt enervis jegliche Haftung für Schäden aus, die aus der Verwendung dieser Dokumentation entstehen.

Die in dieser Dokumentation enthaltenen Daten und Informationen wurden nicht von enervis erhoben und nicht im Detail geprüft. Es handelt sich hierbei teilweise um öffentlich zugängliche Daten. enervis übernimmt deshalb keine Gewähr oder Haftung für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in dieser Dokumentation enthaltenen Daten.

Diese Dokumentation berücksichtigt weder Ereignisse, die nach diesem Zeitpunkt eingetreten sind, noch deren Auswirkungen auf den Inhalt dieser Dokumentation. Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die die aktuelle Perspektive in Bezug auf zukünftige Ereignisse und Marktentwicklungen widerspiegeln. Die tatsächlichen Ergebnisse können wesentlich von den in dieser Studie geäußerten oder implizierten Erwartungen aufgrund bekannter und unbekannter Risiken und Unsicherheiten abweichen.

Die hier dargestellten Inhalte sind untrennbar mit der konkreten Fragestellung und den Rahmenbedingungen des zugrundeliegenden Themas / Projektes verknüpft, die sich möglicherweise nicht aus dem Dokument selbst erschließen. Die Inhalte dieses Dokuments beanspruchen daher keinerlei Aussagekraft für andere Fragestellungen unter anderen Rahmenbedingungen. Dies gilt insbesondere für Dokumente, die nicht explizit als Gutachten gekennzeichnet sind. Die Übertragbarkeit auf andere Fragestellungen (wie z.B. in Gerichts- und Schiedsverfahren) ist generell nicht gegeben und wäre durch enervis im Einzelfall zu prüfen, sowie schriftlich zu bestätigen. Dokumentationen, die als „Kurzstudien“ gekennzeichnet sind, geben die Inhalte eines Projektes nur verkürzt wieder. Dokumentationen, die als „Ergebnispapiere“ gekennzeichnet sind, fokussieren darüber hinaus die Ergebnisse eines Projektes und gehen nicht detailliert auf Herleitung oder Methodik ein.

Zu konkreten Fragestellungen sollte stets eine anlassbezogene und qualifizierte Beratung (z.B. durch Berater, Rechtsanwälte) eingeholt werden.



enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str. 29-30
10997 Berlin
Germany
Fon +49 (0)30 695175-0
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail kontakt@enervis.de