

Einflussfaktoren auf EEG-Förderzahlungen

Einordnung politischer Vorschläge zur Anpassung der EEG-Fördersystematik

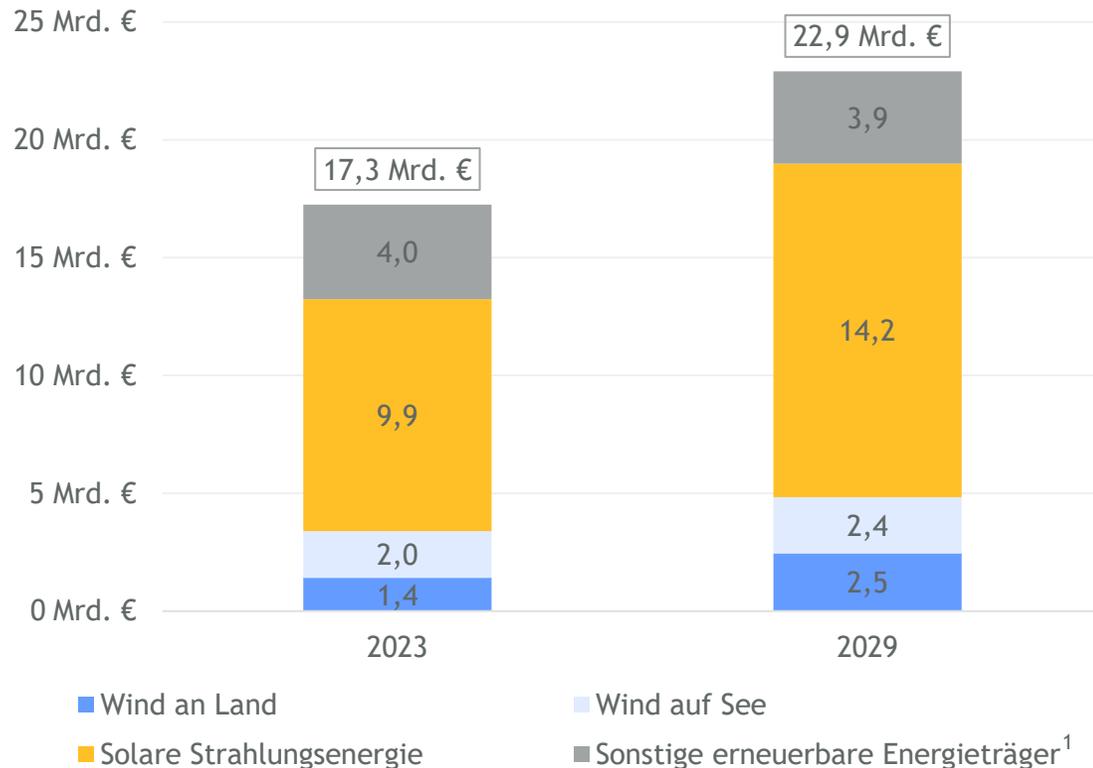
Dr. Philip Schnaars, Leon Langerhans, Dr. Fabian Arnold

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

05.12.2024

Angesichts perspektivisch steigender EEG-Förderzahlungen werden verschiedene politische Maßnahmen diskutiert

Mögliche Entwicklung der EEG-Förderzahlungen abzgl. vermiedener Netzentgelte, 2023 vs. 2029



- Die EEG-Förderzahlungen werden nach aktuellen Prognosen bis zum Ende des Jahrzehnts weiter zunehmen. Der daraus resultierende Finanzierungsbedarf wird nach geltender Rechtslage aus dem Bundeshaushalt geleistet.
- Vor diesem Hintergrund werden im politischen Raum Gründe und verschiedene Lösungsansätze diskutiert:
 - **Bundesregierung (2024):** Wachstumsinitiative - neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland ²
 - **CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag (2024):** Neue Energie-Agenda für Deutschland ³
 - **Bundesfinanzministerium (2024):** Wirtschaftswende Deutschland ⁴
 - **Bundeskanzleramt (2024):** Agenda für Wirtschaftswachstum und Arbeitsplätze ⁵
- Die diskutierten Ansätze haben zum Ziel, die Fördereffizienz zu erhöhen und die Integration der erneuerbaren Energieträger in den Strommarkt und das Stromsystem zu verbessern. Dadurch sollen die Förderzahlungen sinken, in der längeren Frist wird auch eine Einstellung der Förderung vorgeschlagen.

Eigene Darstellung auf Basis von [EWI \(2024\)](#). Hier gezeigt wird das „Trend-Szenario“. Die Prognose unterliegt Unsicherheiten im Hinblick auf Auslastung der Anlagen, Strompreisniveau, Vergütungssätzen und installierten Kapazitäten. | 1: Beinhaltet Wasserkraft, DGK-Gase, Energie aus Biomasse sowie Geothermie. | 2: [Link](#) | 3: [Link](#) | 4: [Link](#) | 5: [Link](#)

Die Förderzahlungen sollen über Anpassungen der Fördermodalitäten reduziert werden

Übersicht über die vorgeschlagenen Maßnahmen inklusive Quelle

Negative Preise

Aussetzen der Förderung bei negativen Preisen an der Strombörse

(Bundesregierung, CDU/CSU-Fraktion, Bundesfinanzministerium, Bundeskanzleramt)

Selbstvermarktung

Absenkung der Selbstvermarktungsschwelle von 100 kW auf 25 kW

(Bundesregierung)

Investitionskostenförderung

Investitionskostenförderung für verzerrungsfreie Preissignale

(Bundesregierung)

Koordination mit Netzausbau

Verstärkte Koordination von Zubau erneuerbarer Energien mit Stromnetzausbau

(Bundesregierung, Bundesfinanzministerium)

Förderung beenden

Perspektivisch sollen keine Förderzahlungen mehr notwendig sein

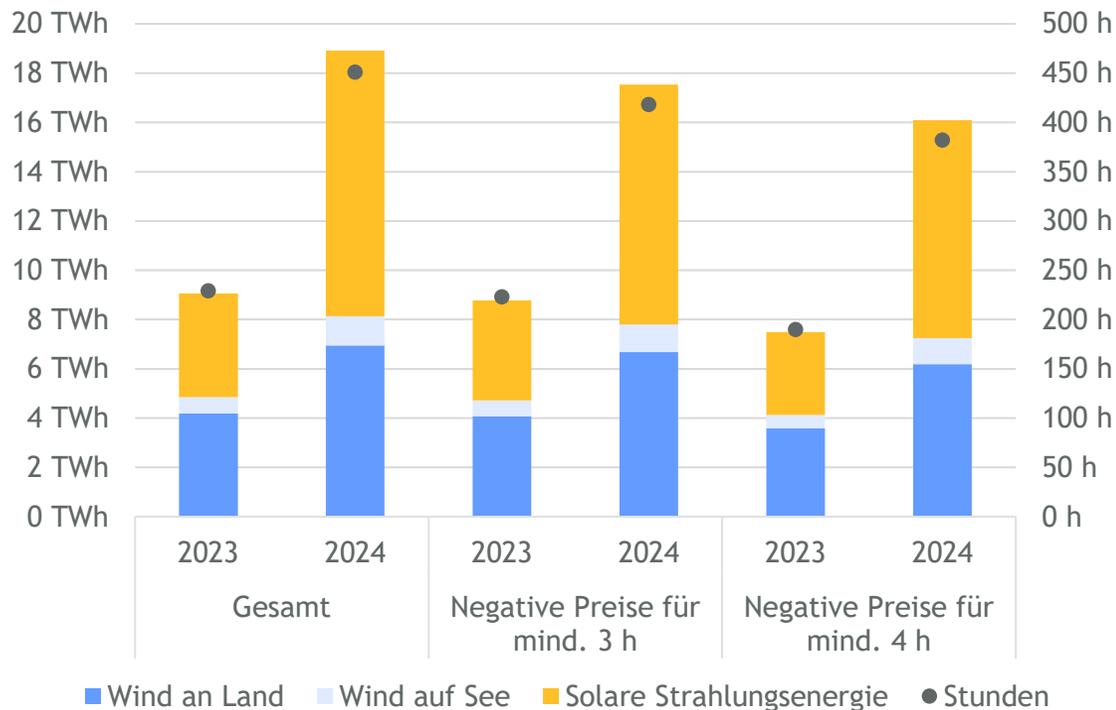
(Bundesregierung, CDU/CSU-Fraktion, Bundesfinanzministerium)

Methodik

Im Folgenden werden wir diese Vorschläge anhand bestehender Analysen und Daten einordnen

Ein Aussetzen der Förderung bei negativen Preisen dürfte die Förderzahlungen nur geringfügig verringern

Stromeinspeisung aus Wind und solarer Strahlungsenergie in Stunden mit negativen Strompreisen und Anzahl dieser Stunden, 2023 vs. 2024 (jeweils bis einschließlich November)

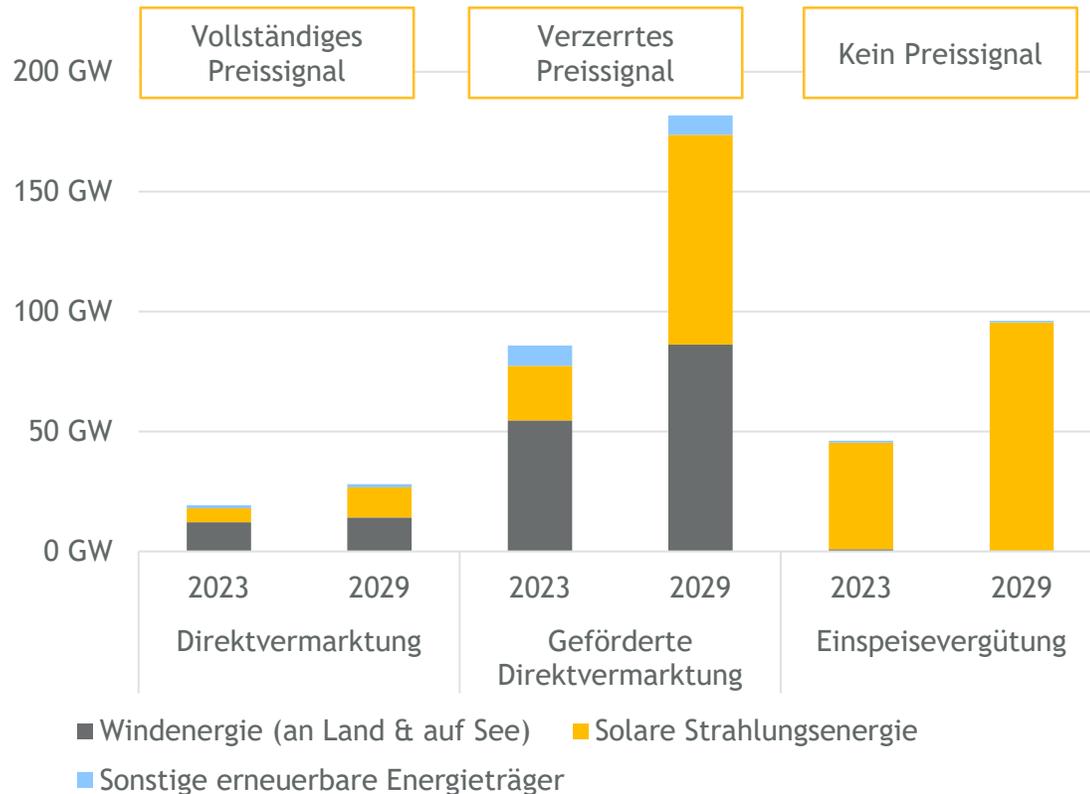


- Die Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen und die eingespeiste Strommenge aus Wind und solarer Strahlungsenergie in diesen Stunden haben sich für den Zeitraum Januar bis November für das Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr deutlich erhöht, von 229 Stunden und 9,1 TWh auf 451 Stunden und 18,9 TWh. Dies entspricht einem Anteil von etwa 5,2 % der gesamten Stromeinspeisung im Jahr 2023 und 10,4 % im Jahr 2024.
- Eine Absenkung der Schwelle zur geförderten Direktvermarktung und ein vollständiges Aussetzen der Förderung bei negativen Preisen¹ bewirkt:
 - Mehr Anlagen sind potenziell von negativen Preisen betroffen und haben dadurch einen Anreiz abzuregeln.
 - Der Förderanspruch wird in den Stunden auf null abgesenkt, in denen die Förderzahlungen als Differenz zwischen Marktpreis und Anzulegendem Wert am höchsten wären.
- Bei den Preisen im Jahr 2024 beträfe dies gegenüber der aktuellen Regelung (3h-Regel) 36 Stunden und damit etwa 8 % der gesamten Stunden mit negativen Preisen. Ein Großteil der Stunden mit negativen Preisen ist folglich bereits durch die aktuellen Regelungen adressiert.
- Im Ergebnis dürften die Förderzahlungen für den bestehenden Anlagenpark sinken. Unter den geänderten Rahmenbedingungen könnten jedoch für Neuanlagen höhere Vergütungssätze während Stunden mit positiven Preisen erforderlich werden, um entgangene Einnahmen zu kompensieren. Eine Teilkompensation durch das Nachholen der nicht geförderten Stunden ist für Anlagen mit anzulegendem Wert aus Auktionen nach § 51a EEG bereits vorgesehen.

Eigene Darstellung auf Basis von Energy-Charts (2024). |1: Die 4h-Regel gemäß § 51a EEG sieht ein vollständiges Aussetzen des Förderanspruchs für Anlagen ab 500 kW in der geförderten Direktvermarktung vor, wenn mindestens vier Stunden negative Preise auftreten (für Inbetriebnahmen ab 2021). Ab 2024 gilt dies für Anlagen ab 400 kW bei drei Stunden. Ab 2027 entfällt der Anspruch nach geltender Rechtslage vollständig.

Der Großteil der erneuerbaren Anlagen erhält ein verzerrtes oder kein Preissignal

Mögliche Entwicklung der installierten Leistung in verschiedenen Preiskategorien, 2023 vs. 2029

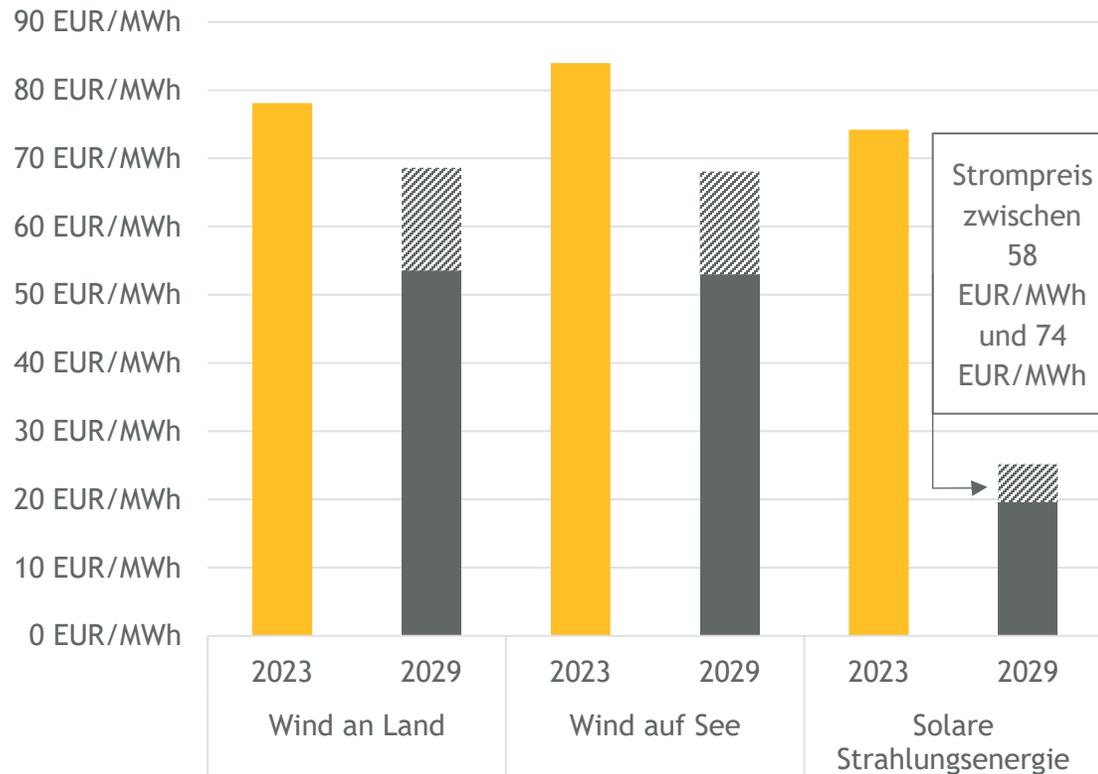


Eigene Darstellung auf Basis von EWI (2024). | 1: Berechnung auf Basis von MaStR (2024)

- Anlagen in der geförderten Direktvermarktung erhalten nur dann ein Preissignal vom Stromgroßhandelsmarkt, wenn der Großhandelspreis für eine bestimmte Dauer negativ ist. Abhängig von der jeweils geltenden Stundenregel entfällt der Förderanspruch für diese Zeiten. In Zeiten mit positiven Strompreisen haben Windkraft- und PV-Anlagenbetreiber keinen Anreiz zur Maximierung ihres Marktwertes.
- Eine Absenkung der Selbstvermarktungsschwelle von 100 kW auf 25 kW betrifft hauptsächlich sonstige PV-Anlagen, da PV-Freiflächenanlagen in dieser Leistungsklasse weniger als 1 % der installierten Leistung ausmachen.¹ Sonstige PV-Anlagen in der Leistungsklasse 25-100 kW stellen rund 25 % der gesamten installierten Leistung sonstiger PV-Anlagen dar. Der Effekt der Absenkung der Selbstvermarktungsschwelle auf die Stromeinspeisung lässt sich aufgrund des Eigenverbrauchanteils jedoch nicht genau beziffern.
- Die Einführung einer Investitionskostenförderung würde sicherstellen, dass neue Anlagen ein vollständiges Preissignal erhalten. Bis zu einer etwaigen Einführung dieses Fördermodells würden Anlagen weiterhin im aktuellen Förderregime errichtet. Dieses Modell würde nur für Neuanlagen gelten, der Effekt auf die Förderzahlungen wäre also zumindest anfangs begrenzt.
- In Kombination mit vollständiger Abschaffung der Förderung während negativer Preise würde das Preissignal öfter direkt auf Anlagen in der geförderten Direktvermarktung wirken.

Förderzahlungen steigen mit sinkenden Marktwerten - Bedingt durch Gleichzeitigkeitseffekte und Rückgang des Strompreinsniveaus

Mögliche Entwicklung der Marktwerte bei verschiedenen Strompreisen, 2023 vs. 2029

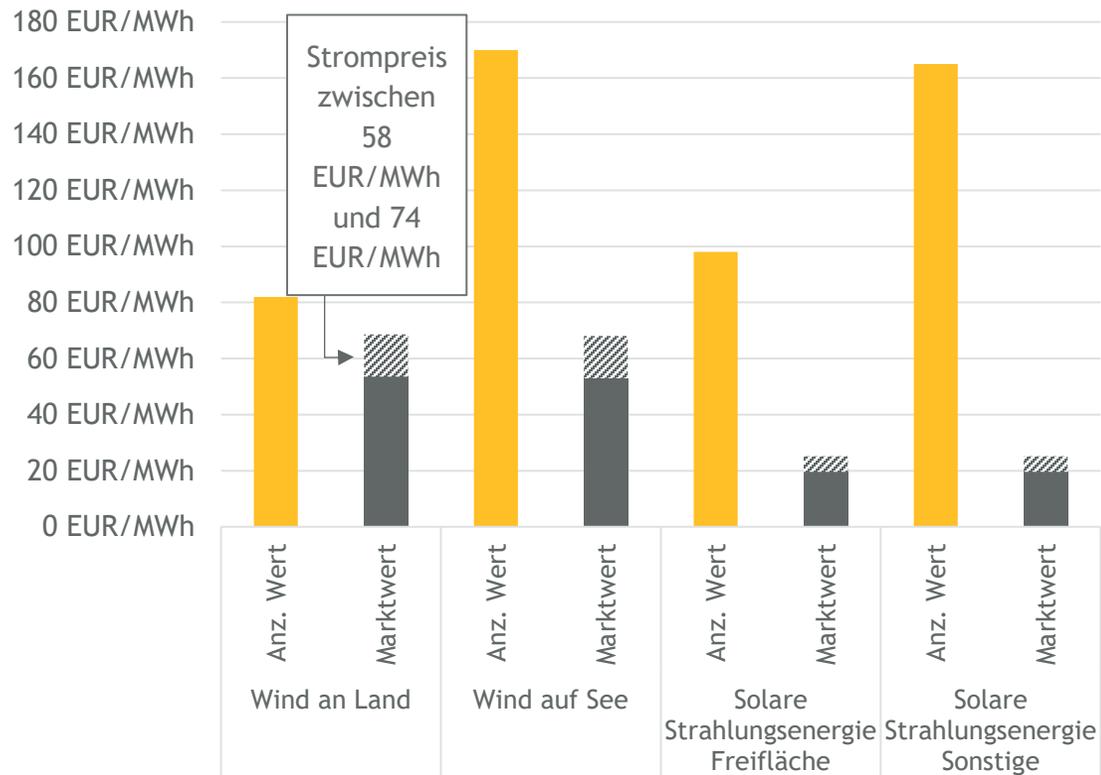


Eigene Darstellung auf Basis von EWI (2024) und EPEX-Spot (2024)

- Der Marktwert einer Anlage gibt an, wie viel die eingespeiste Leistung im Durchschnitt am Großhandelsmarkt wert ist. Er hängt davon ab, zu welchen Zeiten die Anlage Strom produziert, und verändert sich mit dem Strompreinsniveau. Der Strompreisfuture für 2029 lag zwischen Januar und November 2024 zwischen 58 und 74 EUR/MWh. Für PV prognostiziert die EEG-Mittelfristprognose einen Marktwertfaktor von 34 %. Das bedeutet, dass Betreiber einer PV-Anlage am Strommarkt im Durchschnitt nur 34 % des durchschnittlichen Strompreises erzielen können.
- Der perspektiv niedrige Marktwert von solarer Strahlungsenergie ist durch eine hohe Gleichzeitigkeit in der Einspeisung bedingt. In den hier dargestellten Prognosewerten wird ein ungefähres Erreichen der aktuellen EEG-Ziele für den PV-Ausbau angenommen.
- Die Umstellung auf „Unverzerrte Preissignale“ durch eine Investitionskostenförderung ändert strukturell nichts an diesem Effekt. Jedoch dürften für Anlagenbetreiber Anreize für Investitionen in Speicher sowie Anpassungen in der Anlagenausrichtung bei solarer Strahlungsenergie entstehen.

Die Differenz zwischen Vergütungsanspruch und Marktwert wird sich im Zeitverlauf reduzieren

Durchschnittlicher Anzulegender Wert und Marktwert im Jahr 2029 unter verschiedenen Strompreisen

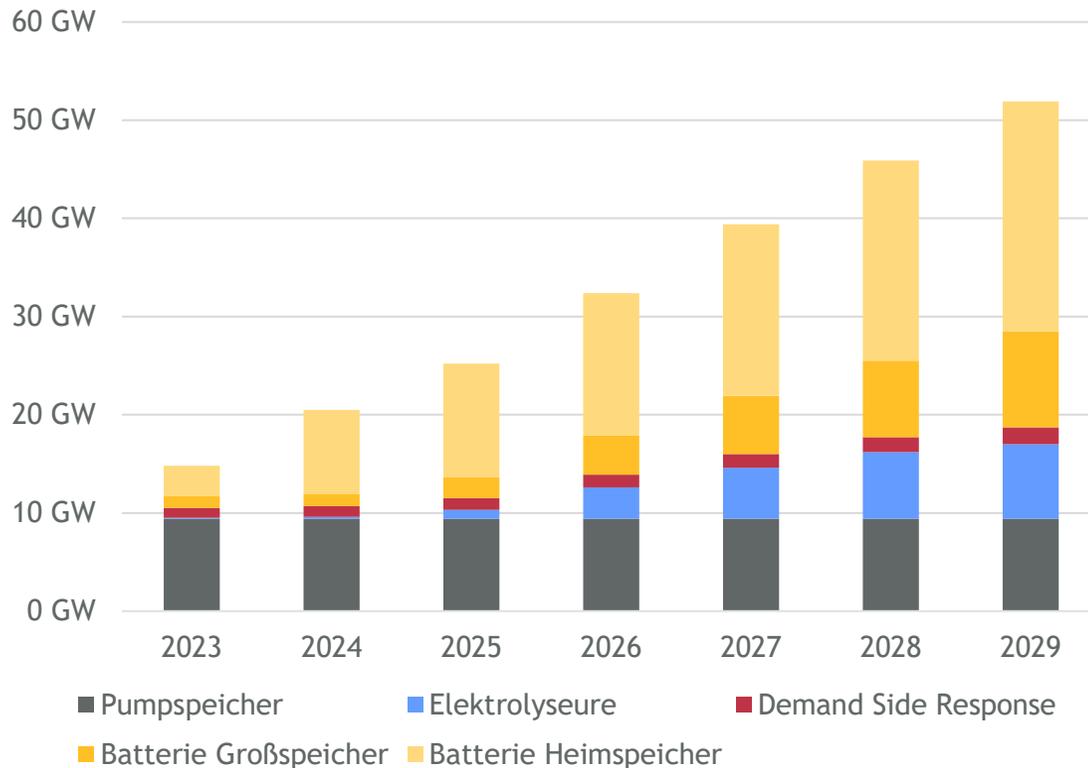


- Die Betrachtung des Marktwertes gibt eine Indikation darüber, was der erneuerbar erzeugte Strom wert ist. In der bestehenden EEG-Systematik wird für diesen Strom ein höherer Preis über Einspeisevergütung oder geförderte Direktvermarktung bezahlt. Dies ist der Anzulegende Wert, der den Vergütungsanspruch der Anlagenbetreiber definiert.
- Die Differenz zwischen Anzulegendem Wert und Marktwert ist bei solarer Strahlungsenergie höher als bei Windenergie. Die hier gezeigten Werte gelten für den gesamten prognostizierten Anlagenbestand mit Förderanspruch. Im Verlauf der letzten Jahre ist insbesondere bei solarer Strahlungsenergie eine deutliche Degression bei den Vergütungssätzen für Neuanlagen zu beobachten. Hier ist für Aufdachanlagen von 2009 bis 2023 eine Reduktion von 195 EUR/MWh auf 79 EUR/MWh eingetreten. Windenergie auf See wird weitestgehend ohne Förderanspruch gebaut. Perspektivisch wird sich die Differenz zwischen Anzulegendem Wert und Marktwert reduzieren.
- Es ist unklar, welchen Beitrag eine Investitionskostenförderung neben den beschriebenen Anreizen zur Optimierung des Marktwertes auf den impliziten Anzulegenden Wert haben könnte. Betreiber wären in diesem Modell zusätzlichen Risiken ausgesetzt, welche die Investitionskosten und damit unter Umständen den Förderbedarf erhöhen könnten.

Eigene Darstellung auf Basis von EWI (2024) und EPEX-Spot (2024)

Stabilisierung der Marktwerte durch flexiblere Nachfrage - Wieviel ist möglich?

Mögliche Entwicklung von Flexibilitäten



Eigene Darstellung auf Basis von EWI (2024)

- Zur Stabilisierung der Marktwerte von erneuerbaren Energien kann eine flexiblere Nachfrageseite beitragen, indem die Stromnachfrage bei geringen Marktpreisen steigt und während hoher Marktpreise sinkt. Zur Berechnung der zuvor dargestellten Marktwerte für das Jahr 2029 wurden umfangreiche Investitionen in Flexibilitäts-technologien unterstellt. Bis auf Batterieheimspeicher, die eigenverbrauchsoptimal eingesetzt werden, reagieren diese Technologien auf Preissignale. Zusätzliche Investitionen könnten zu höheren Marktwerten führen.
- Darüber hinaus ist die marktpreisorientierte Nutzung von Batterieheimspeichern, Wärmepumpen oder elektrischen PKW eine Möglichkeit zur Stabilisierung der Marktwerte. Hierzu wären weitere Voraussetzungen wie Smart Meter sowie entsprechende Tarifstrukturen für Endkunden notwendig. Auch ist die Bereitschaft der Besitzer zu einem marktpreisorientierten Einsatz wäre eine Voraussetzung.
- Für die Möglichkeit einer Beendigung der Förderung wäre zusätzlich zu den genannten Voraussetzungen eine ungefähre Parität zwischen den durchschnittlichen Stromgestehungskosten (Anzulegender Wert) und dem Marktwert notwendig. Andernfalls könnte eine Finanzierungslücke entstehen, da die Anreize für Investitionen fehlen würden.

Bestehende Fördersystematik setzt keine Anreize für Reduktion von Stromnetzskosten

Keine netzdienliche Steuerung des Zubaus

- Die derzeitige Fördersystematik des EEG setzt keine Anreize für eine netzdienliche Verortung des Zubaus von Erzeugungsleistung. Der Förderanspruch entsteht unabhängig von der Verortung in Deutschland. Anlagenbetreiber haben damit einen Anreiz, regionale Unterschiede in der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien auszunutzen. Im Falle von Windenergie an Land gleich das Fördersystem diese räumlichen Differenzen aus.
- Im Ergebnis kommt es zu einer räumlichen Konzentration der Erzeugungsleistung aufgrund von Energie- und Flächenverfügbarkeit. So sind derzeit etwa 73 % der Leistung von Windenergie an Land im Nord-Osten und gut 62 % der PV-Leistung im Süd-Westen installiert.
- Dadurch können zusätzliche Kosten für Netzanschluss und Netzausbau zur Reduktion und Vermeidung von Netzengpässen entstehen. Darüber hinaus erhöhen sich dadurch die Kosten für netzstabilisierende Maßnahmen.
- Eine Ausrichtung des Zubaus an bestehenden Netzinfrastrukturen könnte die Zubaugeschwindigkeit von Erzeugungsleistung aufgrund möglicherweise geringerer Profitabilität und Flächenverfügbarkeit reduzieren, die andernfalls notwendige Abregelung von Einspeisung sowie Netzausbaubedarfe jedoch reduziert werden.

Hohe Netzanschlussleistung führt zu geringerer Auslastung

- Betreiber von Wind- und Solaranlagen haben einen Anreiz, einen maximal dimensionierten Stromnetzanschluss zu erhalten. Dadurch ist es möglich, auch in Zeiten sehr hoher Anlagenauslastung den erzeugten Strom vollständig zu vermarkten.
- Diese hohe Anlagenauslastung tritt in einem durchschnittlichen Wetterjahr nicht häufig auf. Entsprechend ist der Netzanschluss lediglich in wenigen Stunden vollständig ausgelastet, das bestehende Stromnetz wird nicht optimal genutzt.
- Die gesamte, dem Markt verfügbare Strommenge aus erneuerbaren Energien würde durch eine geringere Netzanschlusskapazität sinken, da die Erzeugungsspitzen nicht in jedem Fall eingespeist werden können.
- Das EEG belohnt maximale Einspeisung und setzt kaum Anreize zur Optimierung des Marktwertes, beispielsweise über die Kombination mit einer Speichertechnologie. Eine Investitionskostenförderung könnte diese Anreize setzen. Eine Verzahnung mit der Dimensionierung des Netzanschlusses wäre damit nicht automatisch gegeben.

Eingeschränkter Effekt auf Förderzahlungen durch mehr Selbstvermarktung und keine Förderung während negativer Preise

- Die vorgeschlagenen Maßnahmen haben unter anderem zum Ziel, die Förderzahlungen für erneuerbare Energien und damit den Finanzierungsbedarf nach EEG zu reduzieren.
- Zwei dieser Maßnahmen sind konkret in ihrer Ausgestaltung benannt und können somit anhand aktueller Zahlen bewertet werden. Dies betrifft:
 - Zum einen das umgehende vollständige Aussetzen der Förderzahlungen während negativer Strompreise. Über die derzeit bestehenden Regeln entfällt der Förderanspruch bereits für einen Großteil der in diesem Jahr 2024 beobachteten Stunden mit negativen Strompreisen.
 - Zum anderen soll die Selbstvermarktungsschwelle auf 25 kW abgesenkt werden. Dies hat zum Ziel, einen Teil des Förderanspruchs über den Strommarkt zu finanzieren und Anreize zur Ausrichtung der Einspeisung an Strompreissignalen zu schaffen. Diese Maßnahme betreffe hauptsächlich sonstige PV-Anlagen, also beispielsweise Anlagen auf Hausdächern. Der Effekt auf die EEG-Förderzahlungen lässt sich aufgrund des tendenziell höheren Eigenverbrauchanteils dieser Anlagen jedoch nicht genau beziffern.
- Substanziellere Änderungen an dem bestehenden Förderregime wären eine Umstellung auf Investitionskostenförderung sowie die vollständige Abschaffung einer Förderung. Auch eine Koordination des Kapazitätszubaues mit dem Stromnetz wäre ein neues Instrument. Dies hat jedoch vorrangig die Reduktion von Netzausbaukosten zum Ziel.
- Der Effekt dieser Maßnahmen auf EEG-Förderzahlungen lässt sich nicht genau quantifizieren. Eine Umstellung auf Investitionskostenförderung dürfte mit den entsprechenden Anreizen jedoch zu einem marktwertoptimierenden Verhalten und damit geringerem Förderbedarf führen. Die Investitionsrisiken könnten sich jedoch erhöhen. Der Netto-Effekt einer solchen Maßnahme ist folglich unklar.
- Damit im bestehenden System keine Förderkosten mehr anfallen, sind sowohl eine flexiblere Nachfrage sowie ein durchschnittliches Marktpreisniveau ähnlich zu den Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energieanlagen notwendig. Ob beide Voraussetzungen in Zukunft erfüllt werden können, ist derzeit nicht abschließend zu bewerten.

Bundesfinanzministerium (2024): Wirtschaftswende Deutschland - Konzept für Wachstum und Generationengerechtigkeit.

Bundesjustizministerium (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien.

Bundeskanzleramt (2024): Agenda für Wirtschaftswachstum und Arbeitsplätze.

Bundesregierung (2024): Wachstumsinitiative - neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland.

CDU/CSU Fraktion im Deutschen Bundestag (2024): Neue Energie-Agenda für Deutschland - Bezahlbar, sauber, sicher - Energiepolitik für den Weg zum klimaneutralen Industrieland.

Energy-Charts (2024): Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2023. https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&legendItems=fy6&interval=year&year=2023 (zuletzt abgerufen: 28.11.2024).

EPEX-Spot (2024): European Power Exchange. PowerFutureHistory. https://www.epexspot.com/market_data/power/de/derivatives/xls/PowerFutureHistory (zuletzt abgerufen: 28.11.2024).

EWI (2024): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029.

MaStR (2024): Marktstammdatenregister - Stromerzeugungseinheiten. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheiteneuebersicht> (zuletzt abgerufen: 28.11.2024).



EWI - Eine Wissensfabrik

Das EWI ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen.

Forschungs- und Beratungsprojekte

Das EWI forscht und berät zu zunehmend komplexen Energiemärkten - praxisnah, energieökonomisch fundiert und agenda-neutral.

Neuste volkswirtschaftliche Methoden

Das EWI analysiert den Wandel der Energiewelt mit neusten volkswirtschaftlichen Methoden und detaillierten computergestützten Modellen.

EWI Academy

Das EWI bietet Trainings zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen für Unternehmen, Politik, NGOs, Verbände sowie Ministerien an.

KONTAKT

 Dr. Philip Schnaars
philip.schnaars@ewi.uni-koeln.de
+49 (0)221 650 74544

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi_koeln

 EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln