

Erneuerbaren-Ausbau und (marktliche) Systemintegration

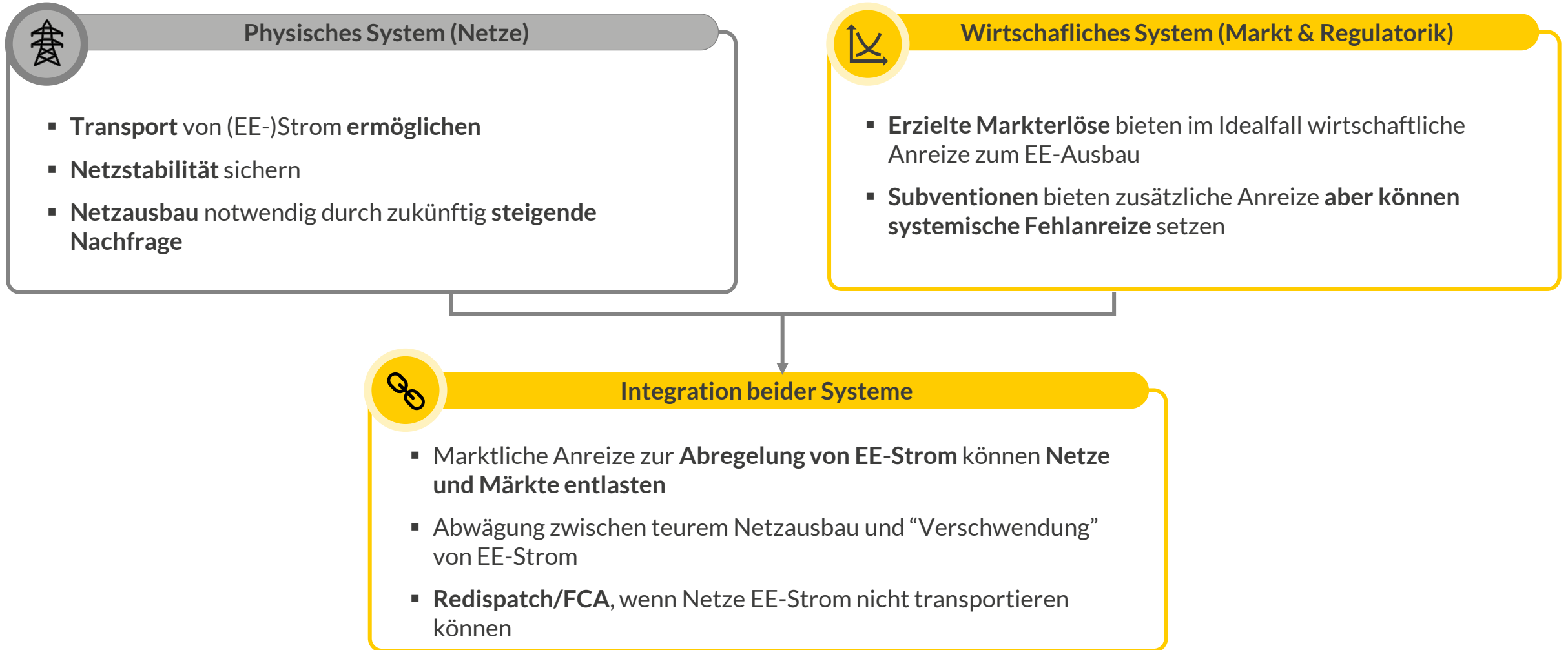
28. Würzburger Gespräche zum Umweltenergierecht,
23 September 2025

max.fydrich@auroraer.com



- I. **Rahmensetzung: Welche Systemdienlichkeit?**
- II. **Marktliche Systemintegration am Beispiel negativer Strompreise**
- III. **Regionale Steuerungsmöglichkeiten des EE-Ausbaus**
- IV. **Fazit & Handlungsempfehlungen**

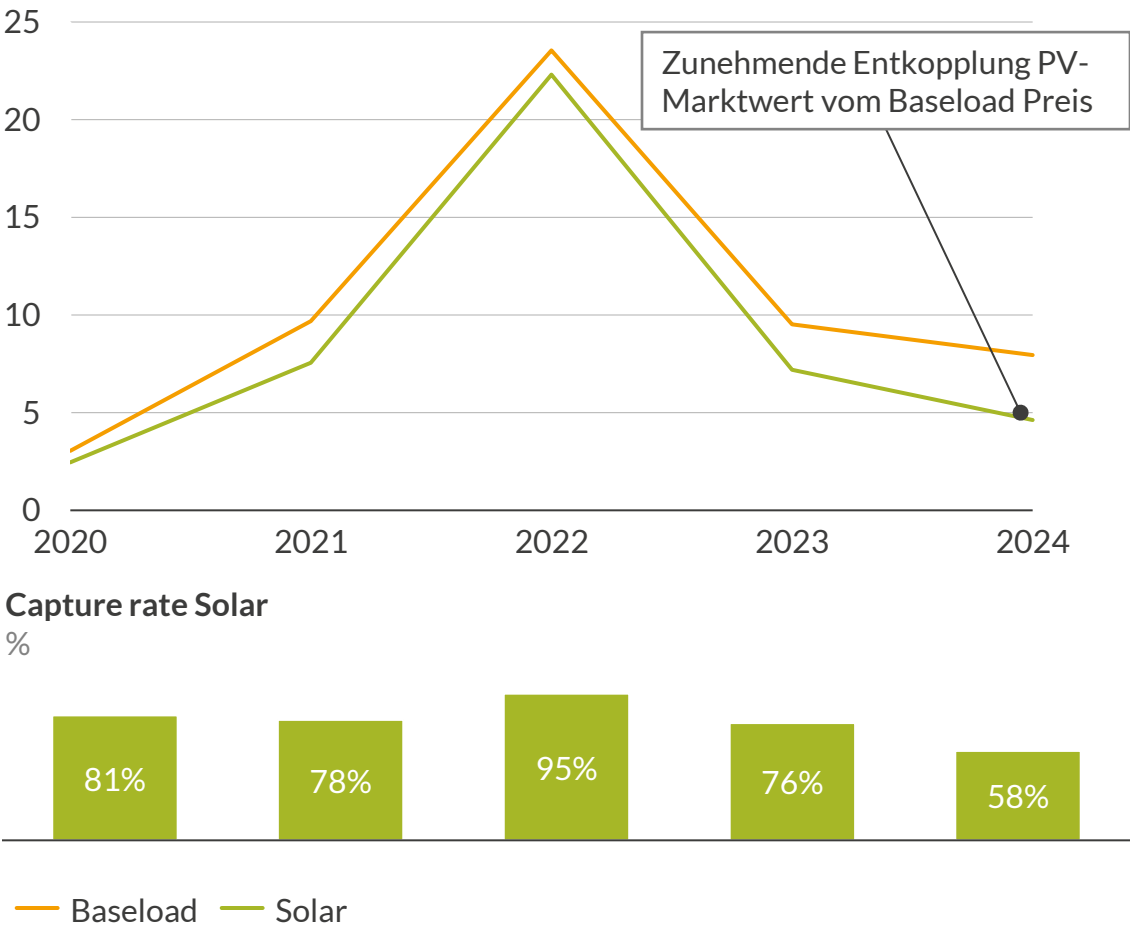
Physische und wirtschaftliche Systemintegration von Erneuerbaren ist eine zentrale Herausforderung der Energiewende



- I. Rahmensetzung: Welche Systemdienlichkeit?
- II. Marktliche Systemintegration am Beispiel negativer Strompreise
- III. Regionale Steuerungsmöglichkeiten des EE-Ausbaus
- IV. Fazit & Handlungsempfehlungen

Zentrale Herausforderungen des EE-Ausbaus sind Preiskannibalisierung und Abschaffung von Subventionen bei negativen Preisen

Baseload-Preis und Solar Jahresmarktwert
ct/kWh (nominal)



Überblick über die Regeln zu negativen Preisen

Regel	Gesetzgebung	Betroffene Anlagen
6h-Regel	§24 EEG 2014, §51 EEG 2017	Zuschlag zwischen dem 01.01.2016 und dem 31.12.2020
4h-Regel	§51 EEG 2021	Zuschlag zwischen dem 01.01.2021 und dem 31.12.2022
1h-Regel	§9 InnAusV	Für Co-Location seit 2020
EEG 2023 Regel ¹	§51 EEG 2023	Zuschlag zwischen dem 01.01.2023 und dem 28.02.2025
Keine Subventionen wenn Preis < 0	§51 EEG 2023 ²	Zuschlag nach dem 01.03.2025

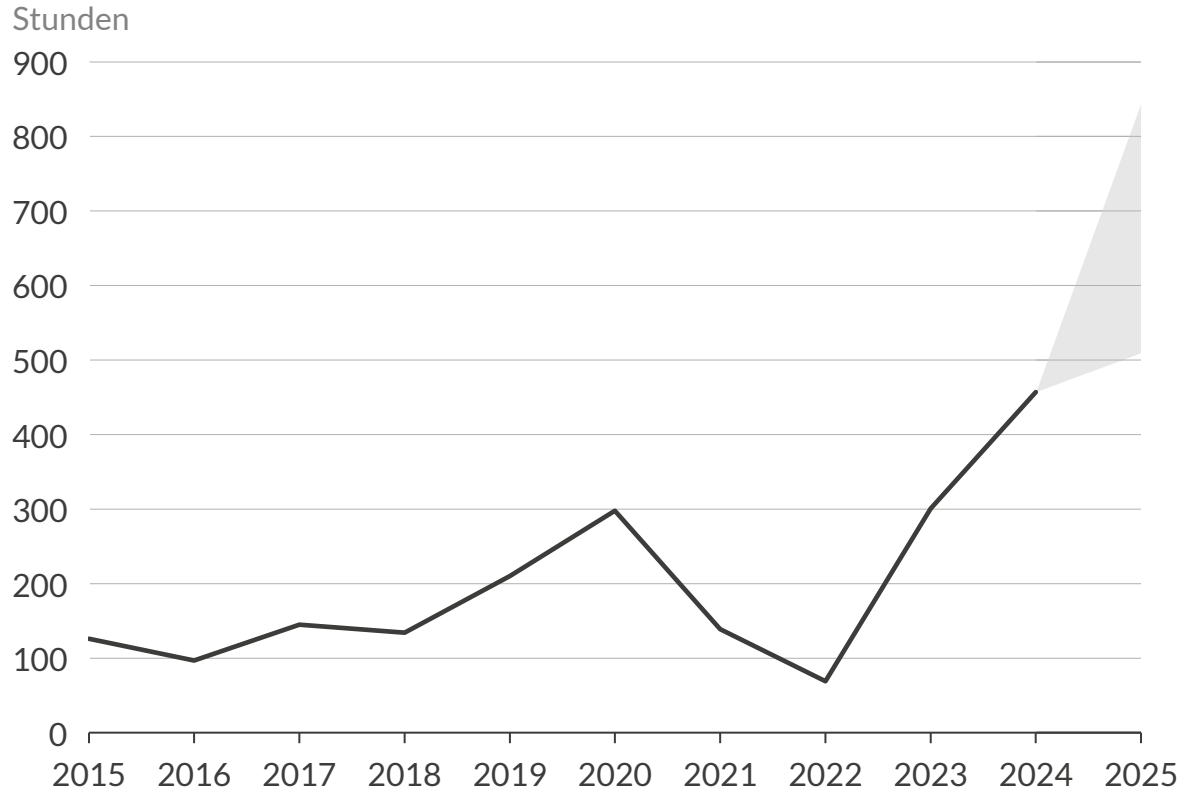
Durch Bauzeiten von 2-3 Jahren ist mit entsprechenden Verzögerungen in der Wirksamkeit der regulatorischen Änderungen zu rechnen

1) Sukzessive Verkürzung der Stundenregel je nach Betriebsjahr von 4h auf 1h in 2027.

Day-Ahead-Markt mit negativem Preisrekord in 2025; 19 % der Solar- und 6-7 % der Winderzeugung betroffen

1 Im Jahr 2024 gab es 457 negative Preise im Day-ahead Markt, 2025 ist dieser Wert bereits überschritten.

Anzahl Stunden mit negativem Preis im Day-ahead Markt¹

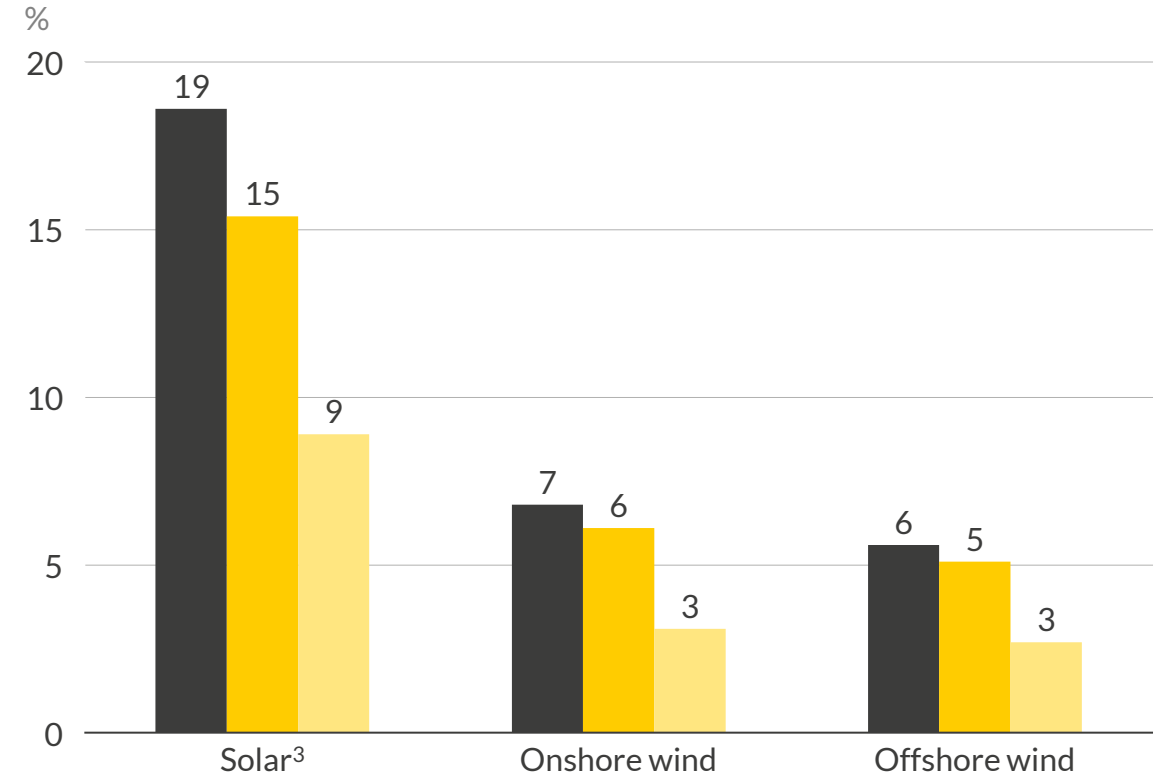


— Negative Preise

■ Mögliche Entwicklung zum Jahresende 2025²

2 Im Jahr 2024 waren bis zu 19% der Solar³- und 6-7 % der Winderzeugung negativen Preisen ausgesetzt.

Anteil der prognostizierten Erzeugung während negativer Preisperioden (2024)



■ Negative Perioden

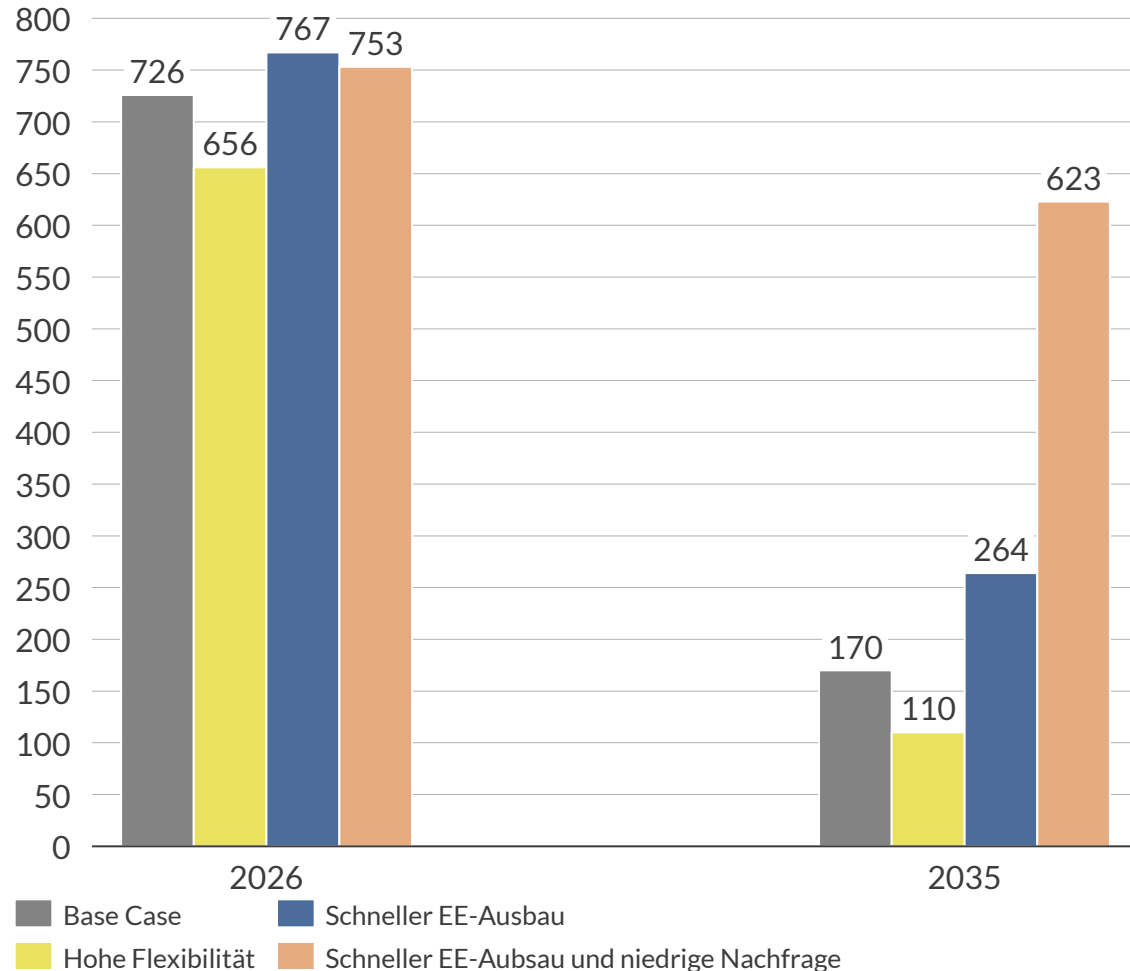
■ 4h-Perioden

■ 6h-Perioden

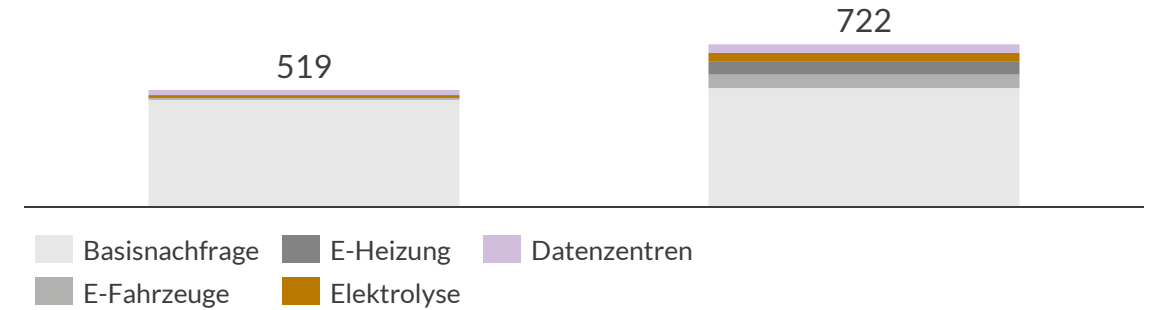
1) Die Werte für 2025 entsprechen dem Stand vom 31. August 2025. 2) Unter der Annahme, dass zwischen 55 und 91 % der negativen Preisstunden vor dem 31. August realisiert werden, basierend auf historischen Daten. 3) Bei der Solarerzeugung wird nur die Freiflächen-Erzeugung berücksichtigt.

Wachsende Nachfrage, sowie Flexibilisierung der Einspeisung und Nachfrage führen zum Rückgang negativer Preise bis 2035

Anzahl der negativen Preisstunden in verschiedenen Szenarien
Stunden p.a.



Bruttostromnachfrage, TWh



Anteil inflexibler EE-Leistung an der EE-Gesamtleistung¹, %



Batteriespeicherleistung, GW

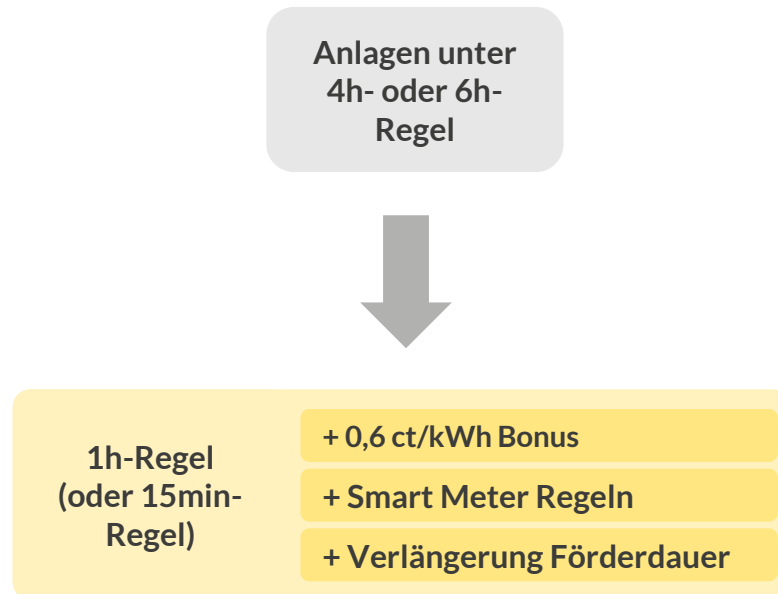


1) Umfasst subventionierte Solar-PV-, Onshore-Wind- und Offshore-Windkraftanlagen im Rahmen der Einspeisevergütung oder der 4-Stunden-/6-Stunden-Regel. Darüber hinaus könnte es mehr erneuerbare Anlagen geben, die einen Anreiz haben, unter 0€/MWh zu bieten, um vertragliche Verpflichtungen aus Stromabnahmeverträgen zu erfüllen.

Umstellung von Altanlagen auf die 1h-Regel kann für Solaranlagen knapp profitabel sein, birgt jedoch ein hohes Risiko

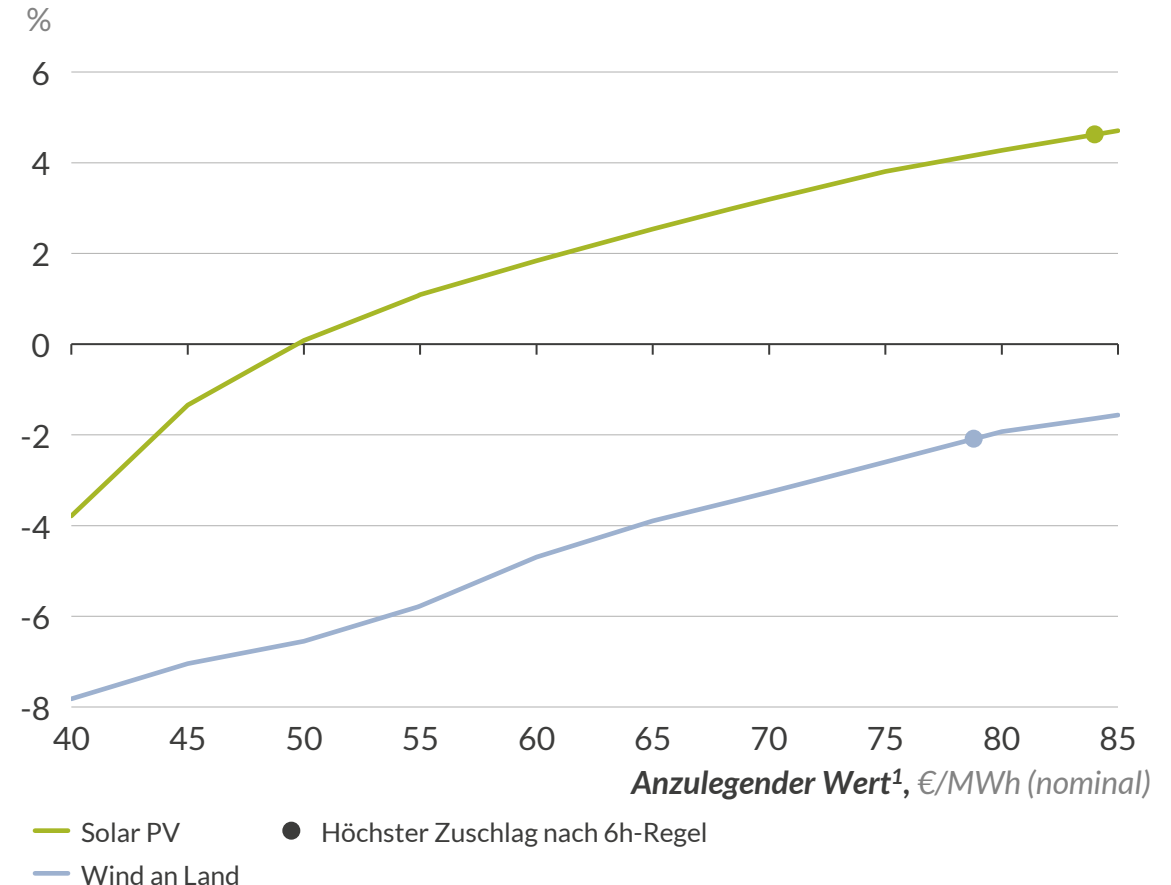
- 1 Das Energiepaket schafft Anreize zu mehr Flexibilität bestehender EEG-Anlagen.

§ 100 Absatz 47 EEG sieht Wechselmöglichkeit vor:



- 2 0,6 ct/kWh reichen nicht aus, um für bestehende Onshore-Windkraftanlagen einen Wechsel in die 1h-Regel anzureizen.

Erlösänderung bei Umstieg von 6h- auf 1h-Regel, Inbetriebnahme 2020

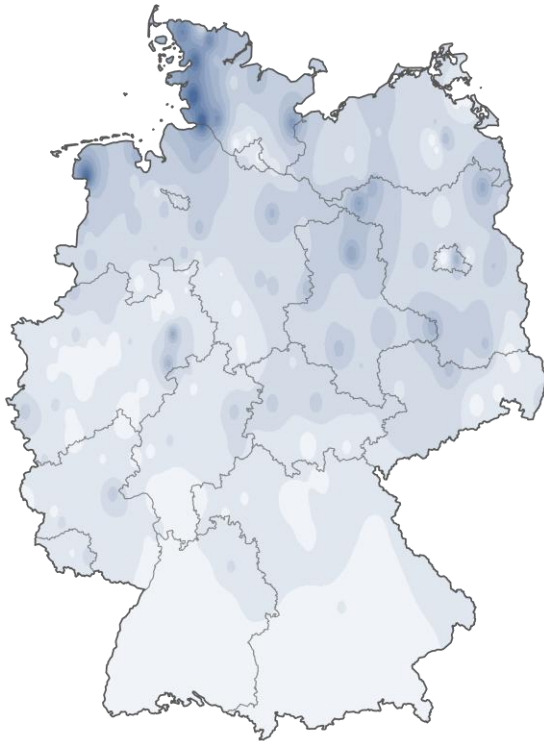


1) Enthält für Wind einen Korrekturfaktor von 125% nach Referenzertragsmodell.

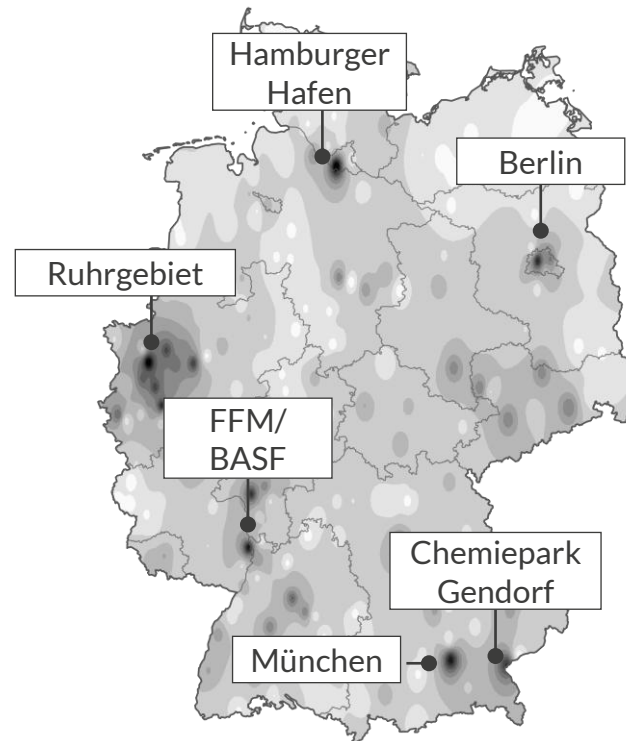
- I. Rahmensetzung: Welche Systemdienlichkeit?
- II. Marktliche Systemintegration am Beispiel negativer Strompreise
- III. Regionale Steuerungsmöglichkeiten des EE-Ausbaus
- IV. Fazit & Handlungsempfehlungen

Eine Ungleichverteilung von Erzeugung und Nachfrage führt zu zusätzlichem Netzausbaubedarf

Onshore-Winderzeugung im Jahr 2025
TWh



Stromnachfrage im Jahr 2025
TWh



Ausbautrend Wind an Land

- Derzeit ~32 GW genehmigte und noch nicht in Betrieb genommene Leistung Wind an Land
- Nur 2,1 GW davon in Bayern und Baden-Württemberg
- 24,1 GW in nördlichen Bundesländern¹
- Massiver Anstieg der Genehmigungen seit 2023
- Mit starkem Anstieg der Inbetriebnahmen ist ab 2026 zu rechnen

1) Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein, MV, Sachsen-Anhalt

Im aktuellen System sind kaum Anreize zum regional gesteuerten Ausbau vorhanden – es gibt verschiedene Instrumente dies zu ändern



Zeitlich und regional differenzierte Erzeugernetzentgelte



Preiszonentrennung/Nodal pricing



Regionale Komponenten in EEG-Ausschreibungen
(Regionale Quoten)



Wie kombinieren und ergänzen...?

- I. Rahmensetzung: Welche Systemdienlichkeit?
- II. Marktliche Systemintegration am Beispiel negativer Strompreise
- III. Regionale Steuerungsmöglichkeiten des EE-Ausbaus
- IV. Fazit & Handlungsempfehlungen

- 1 **Flexibilisierung hinkt dem EE-Ausbau hinterher.** Schnelle regulatorische Änderungen zum Anreiz von **Smart-Meter Rollout** und **Sektorenkopplung** sind daher wünschenswert. Bei stagnierender Entwicklung ist der weitere EE-Ausbau, insbesondere nach Auslaufen der EEG-Ausschreibungen in Gefahr.
- 2 Anpassungen aus dem „Solarspitzengesetz“ werden nur mit einigen Jahren Verzögerung im Markt ankommen. **Entscheidend für den Rückgang negativer Preise und des Marktwertverfalls, ist die Flexibilisierung der Nachfrage, deren Anstieg sowie der Speicherausbau.**
- 3 **Der 0.6 ct/kWh Bonus** reizt derzeit **kaum einen Wechsel von Altanlagen in die 1h-Regel an.** Ein höherer Bonus könnte das ermöglichen, falls erwünscht.
- 4 **Regionale Anreize zum EE-Ausbau** können Netzausbaukosten reduzieren. Steuerungsinstrumente könnten eine Preiszonentrennung, zeitlich und lokal differenzierte Erzeugernetzentgelte, sowie zusätzliche regionale Anreize im EEG sein.

AURORA



ENERGY RESEARCH