

---

# Das EEG und Europa

---

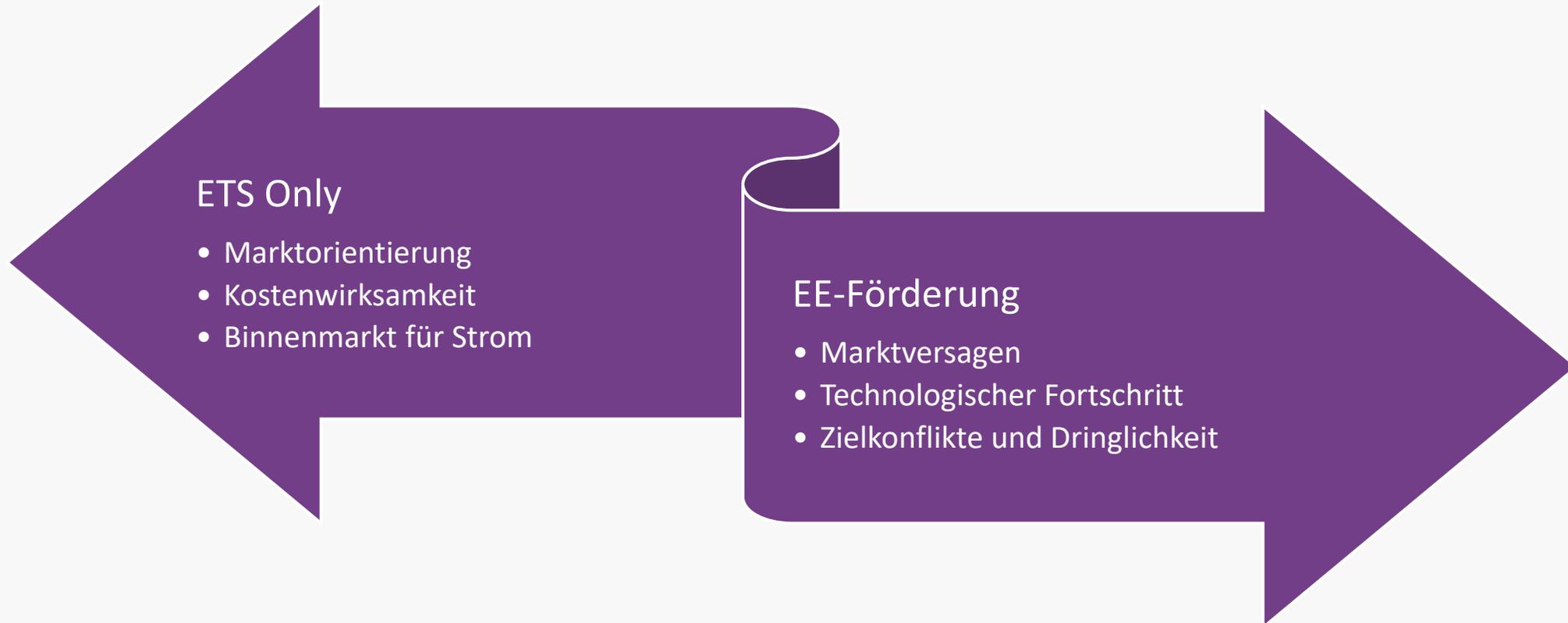
## 25 Jahre Wechselwirkungen

---

Frauke Thies

2. April 2025

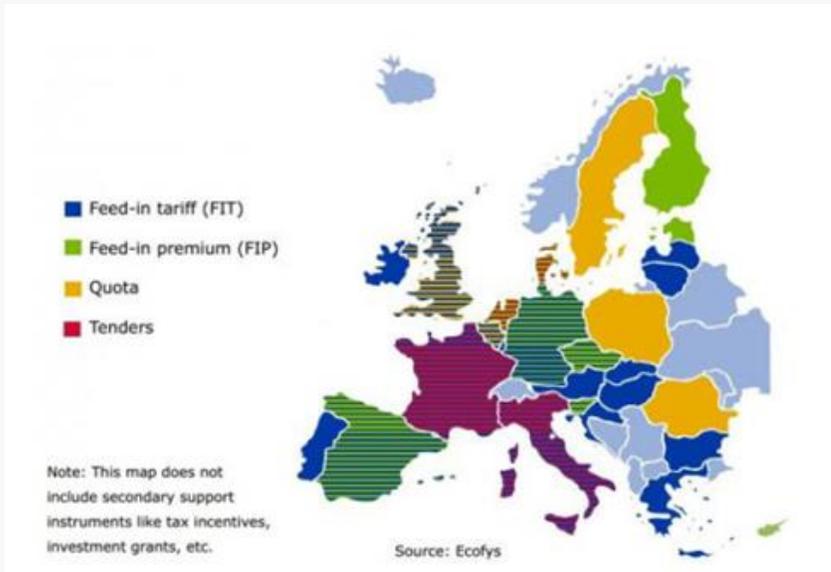
# Die Anfangsphase: EEG versus „ETS only“



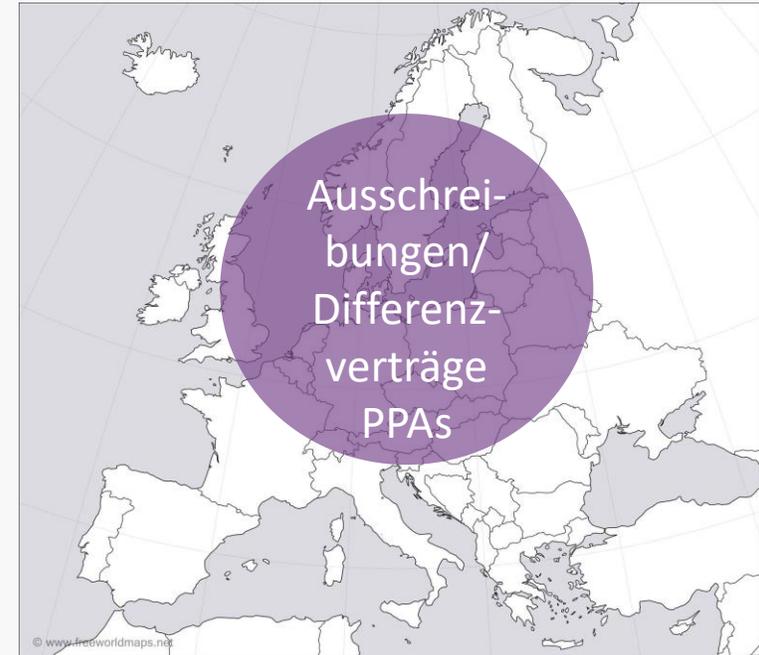
## 2008 Climate & Energy Package:

Emissionshandel zur marktbasierteren CO<sub>2</sub> Reduktion *und* Förderung erneuerbarer Energien durch nationale Instrumente

# Graduelle Angleichung der Fördersysteme



Wettbewerbsrecht  
Weiterentwicklung RED; EMD



# Schritt für Schritt Richtung Binnenmarkt

## Erneuerbare-Energien-RL 2001:

- nationale Ziele für 2010; keine Vorgabe für nationale Fördersysteme

## Erneuerbare-Energien-RL 2009:

- 20 % Ziel EE bis 2020; nationale Aktionspläne, Ursprungszertifikate

## Elektrizitätsbinnenmarkts-RL Novellierung 2014:

- Förderung eines gemeinsamen Strommarkts, Integration von EE; Übergang zu marktbasierten Mechanismen

## EU-Beihilferechtsvorgaben 2014:

- staatliche Beihilfen unter Bedingungen der Minimierung von Marktverzerrungen

## Erneuerbare-Energien-RL 2018:

- 32 % Ziel für EE bis 2030, Förderung grenzüberschreitender Projekte und Integration der Märkte

## EU-Innovationsfonds & Green Deal (2020):

- 42.5% + 2.5% Ziel für EE bis 2030, Ausbau grenzüberschreitender Projekte

Erste  
Weichenstellungen

EU Klimaziele &  
Anpassungen

Marktorientierung

Kooperation & EU  
Vorgaben

## EEG 2000:

- Einführung des ersten Feed-in-Tarifs (feste Einspeisevergütungen für 20 Jahre)

## EEG 2009:

- Anpassung der Einspeisevergütungen, Stärkung der Marktintegration, aber weiterhin Garantie von stabilen Einnahmen.

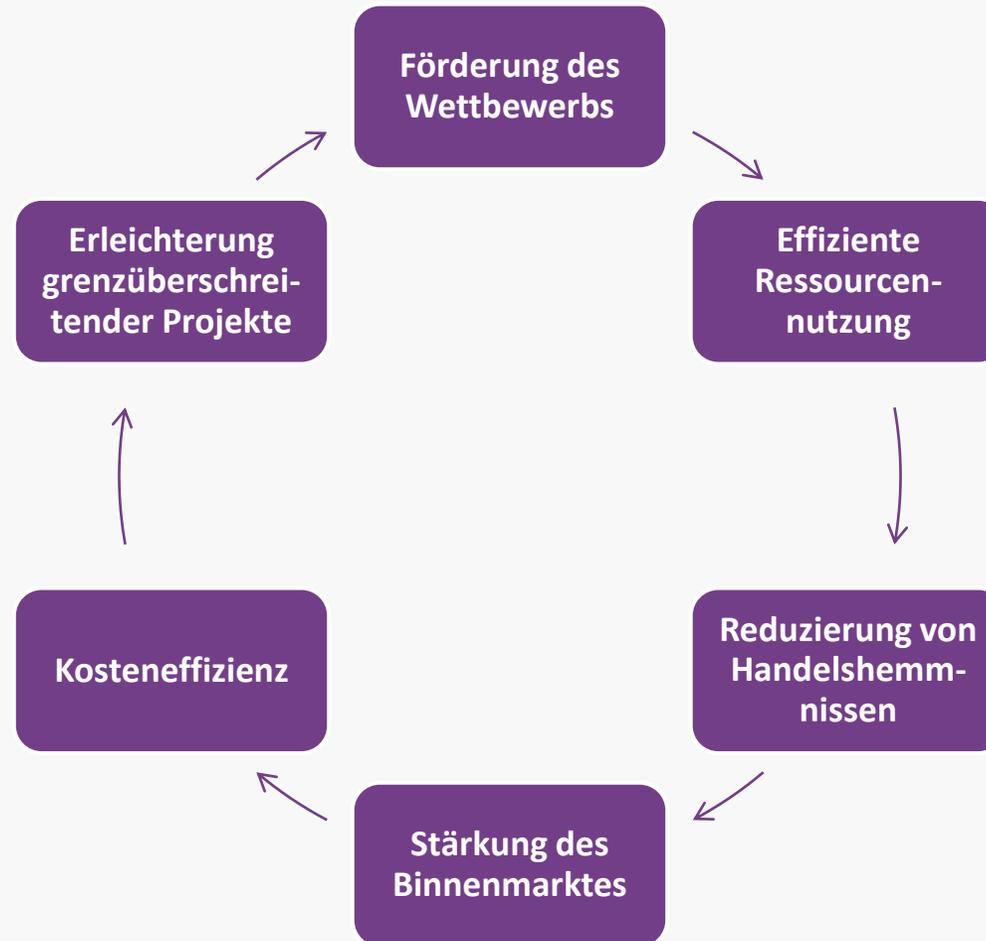
## EEG 2014:

- Ausschreibungen als Wettbewerbsmethode für die Förderung, Einführung eines marktorientierten Fördersystems.

## EEG 2017/2020:

- Weiterentwicklung der Ausschreibungsverfahren; Öffnung für grenzüberschreitende Projekte und verstärkter Marktmechanismus.

# Vorteile einander angleichender Förderregeln



# EU-Regulierung aus 2024: neue Anforderungen an Investitionsrahmen für EE

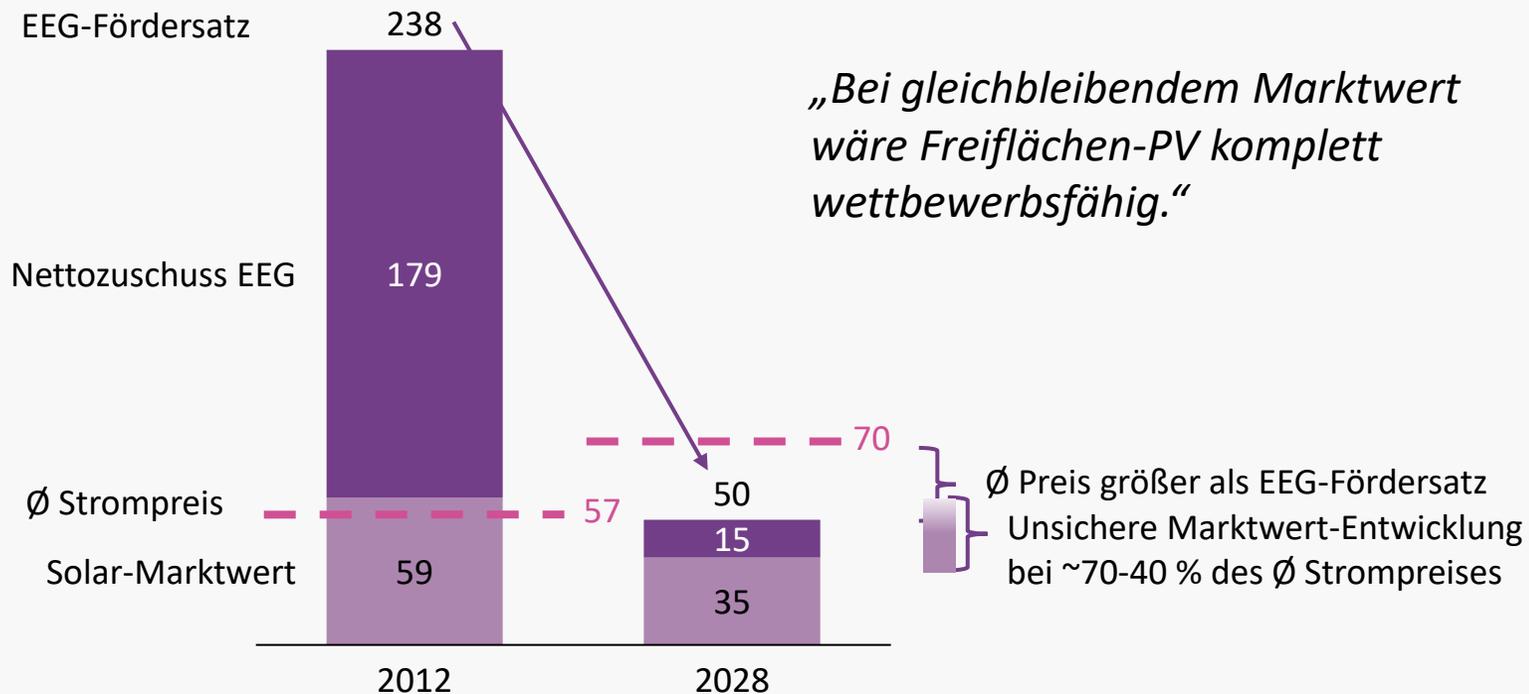


- Neue Investitionsinstrumente, die **PPAs** flankieren, sind genehmigungsfähig, inklusive “guarantee schemes”.
- **CfDs** (Differenzverträge) oder wirkungsgleicher Mechanismus verpflichtend\*
  - Ende EEG-Marktprämie in heutiger Form für Neuanlagen ab den Ausschreibungen 2027
- Spotlight auf **zwei der CfD-Details** aus Artikel 19d der VO (EU) 2019/943:
  1. Anreiz einer effizienten Teilnahme am europäischen Strommarkt, sodass der **Betrieb die Marktbedingungen reflektiert**
  2. Vermeiden **jeglicher Verzerrungen** durch CfD-Zahlungen im Day-Ahead-, Intraday-, Regelleistungsmarkt sowie den Systemdienstleistungen

# Brauchen große EE-Anlagen überhaupt noch Beihilfe? Beispiel Solar

EEG-Förderung einer Freiflächen-Solaranlage 2012 und 2028 differenziert nach Erlösen durch den Solar-Marktwert und den Zuschussbedarf.

[EUR<sub>2023</sub>/MWh]



Strompreise übertreffen bereits seit einiger Zeit EEG-Fördersätze

Aber: Mangelnde Flexibilität des Stromsystems führt in Verbindung mit deutlich mehr PV-Strom zu stark sinkenden Marktwerten

Investitionen können verstärkt marktbasierend erfolgen, tragen jedoch das Risiko künftig mangelnder Flexibilität

→ EEG sichert Marktwert-Risiko ab und reduziert dadurch Kapitalkosten

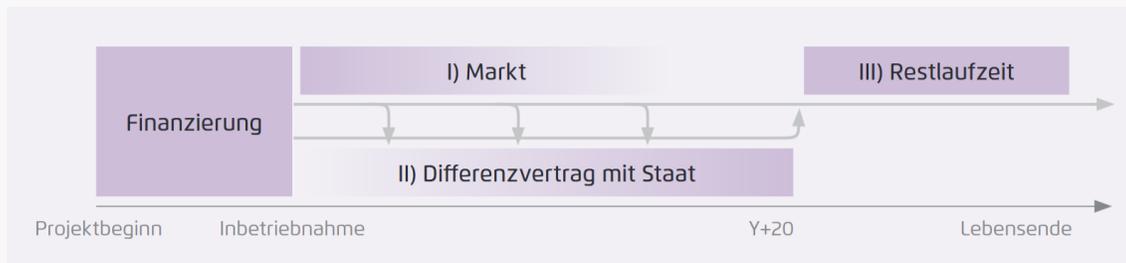
# Agora-Vorschlag für ein neues Investitionsinstrument für Wind & PV (große Anlagen)

## Vorschlag 1) Marktliche Anreize

**Kernidee:** Zunächst Marktphase, gefolgt von staatlicher Absicherung, dazu Ausschreibung von Preis *und Laufzeit*

### Motivation:

- Stromnachfrage steuert EE-Ausbau über PPA
- höhere EEG-Kosteneffizienz (höher Volumen, geringere Preise)
- Möglichkeit zur Grünstromvermarktung über PPA (-> grüner H2)



## Vorschlag 2) Reform der staatlichen Absicherung

**Anlass:** CfDs (Differenzverträge) oder wirkungsgleicher Mechanismus ab 2027 verpflichtend\*

**Kernidee:** Fixzahlung als Absicherung (Ausschreibung), aber Abzug der Erlöse einer Referenz\*\*

### Motivation:

- Abschöpfung bei hohen Strompreisen
- Negative Preise: Verstetigung der Einnahmen unabhängig von künftiger EE-Abregelung
- Beseitigung der Marktverzerrung durch staatliche Zahlungen je eingespeister kWh

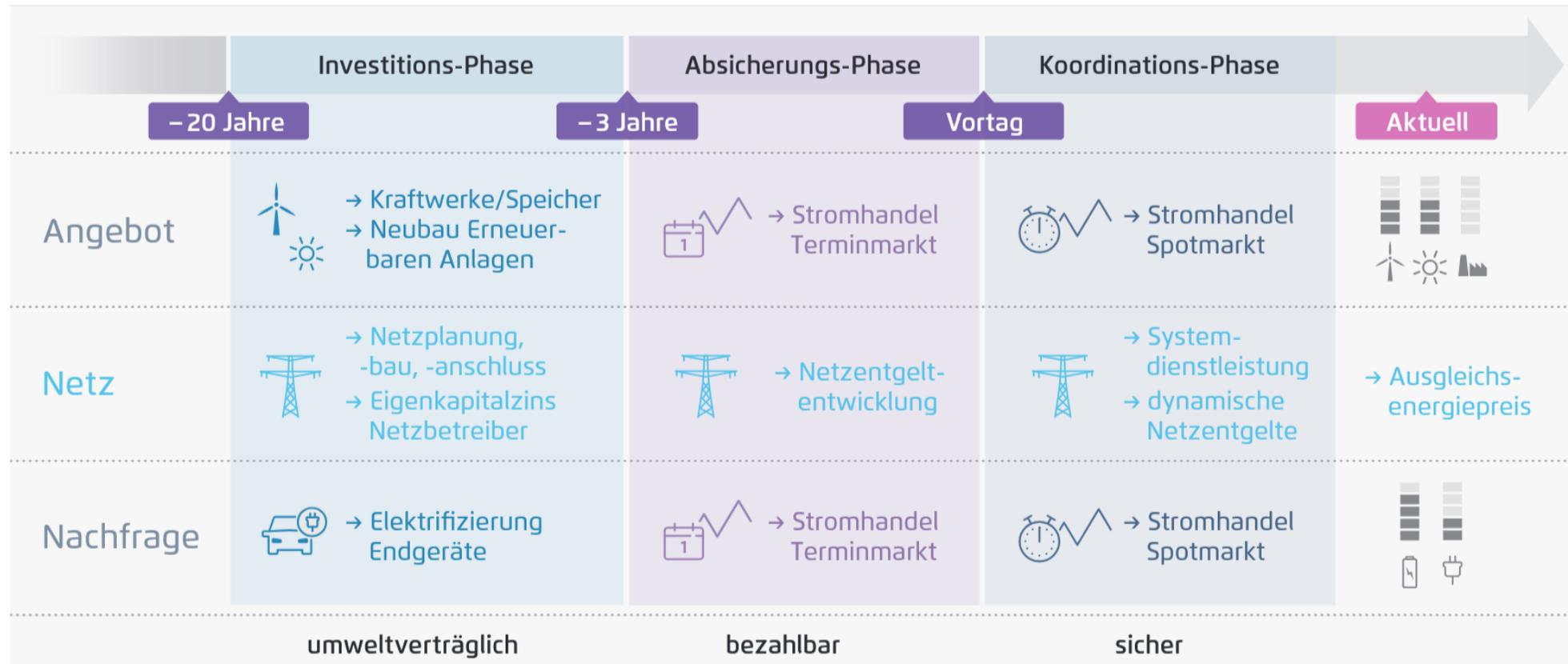
**Herausforderung:** Definition der Referenzerlöse, sodass keine Investitionsrisiken durch Zahlungen an Staat aber auch kein Missbrauch entsteht.

# Ein integriertes Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem im europäischen Binnenmarkt

Strommarkt für ein klimaneutrales Energiesystem

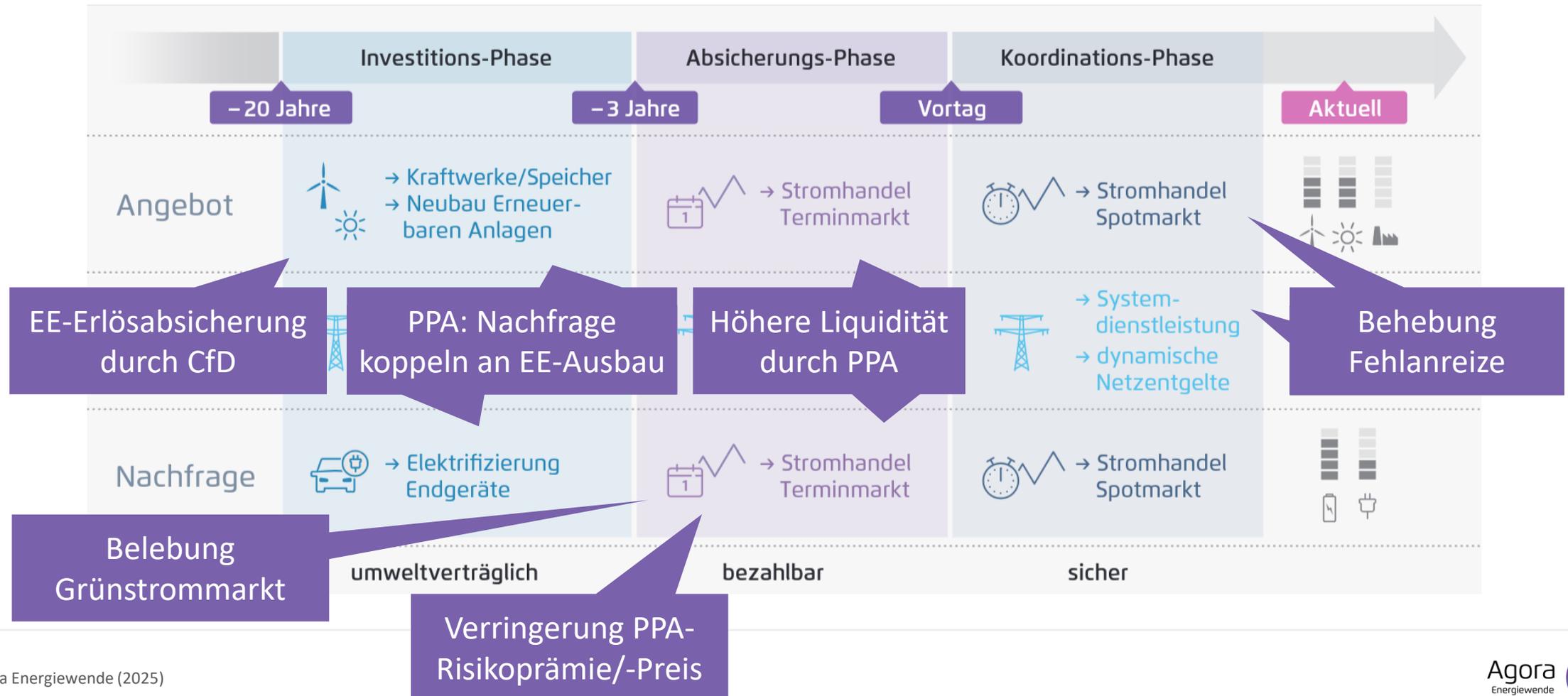
# Ein integriertes Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem im europäischen Binnenmarkt

## Strommarkt für ein klimaneutrales Energiesystem



# Ein integriertes Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem im europäischen Binnenmarkt

## Strommarkt für ein klimaneutrales Energiesystem



---

# Danke!

---

Haben Sie Fragen oder Anmerkungen?

Name

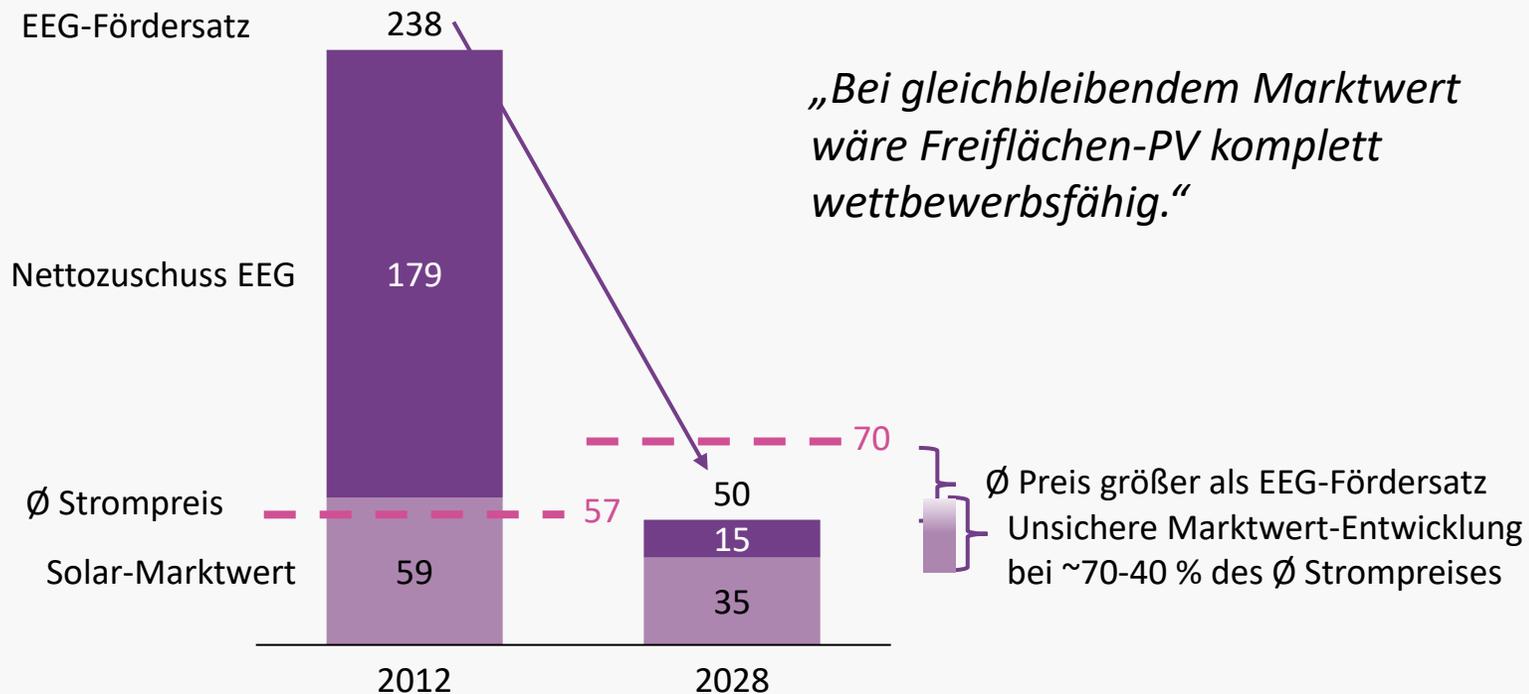
[firstname.lastname@agora-energiewende.de](mailto:firstname.lastname@agora-energiewende.de)

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

# Brauchen große EE-Anlagen überhaupt noch Förderung? Beispiel Solar

EEG-Förderung einer Freiflächen-Solaranlage 2012 und 2028 differenziert nach Erlösen durch den Solar-Marktwert und den Zuschussbedarf.

[EUR<sub>2023</sub>/MWh]



Strompreise übertreffen bereits seit einiger Zeit EEG-Fördersätze

Aber: Mangelnde Flexibilität des Stromsystems führt in Verbindung mit deutlich mehr PV-Strom zu stark sinkenden Marktwerten

Investitionen können verstärkt marktbasierend erfolgen, tragen jedoch das Risiko künftig mangelnder Flexibilität

→ EEG sichert Marktwert-Risiko ab und reduziert dadurch Kapitalkosten

# Absicherung des Ausbaus über RED/ EEG bleibt sinnvoll

Warum ist für EE eine Erlösabsicherung über das EEG trotz Kostensenkungen weiterhin sinnvoll?



→ **Marktgleichgewicht:** Klimaneutralität benötigt massives Plus an Erzeugung *und* Stromnachfrage -> Henne-Ei-Problem.



→ **Flexibilität** ist für Erlöse und Abregelungen von Wind- und Solarenergie entscheidend - für einzelne Akteure aber nicht beeinfluss- und schwer prognostizierbar.



→ **Resilienz und geringe Strompreise:** Schneller EE-Zubau reduziert die Abhängigkeit von Gasimporten, senkt Strompreise und macht Elektrifizierung schneller wirtschaftlich.



→ **Gesellschaftliche Präferenzen und Akzeptanz** (z.B. PV-Dachanlagen statt Freifläche) können zu Mehrkosten führen, die über das Marktdesign nicht refinanzierbar sind.



→ **Tempo und Klimaziele:** Zeitdruck der Klimakrise spiegelt sich nur unvollständig in Marktpreisen wider.

# Die Vorteile staatlicher Absicherungsinstrumente und Stromlieferverträge (PPAs) lassen sich gewinnbringend kombinieren.

## Vorteile zweiseitiger, staatlicher Instrumente

- Niedrige Kapitalkosten durch Bonität des Staates
- Vermeidung bzw. Abschöpfung von „Windfall profits“
- Steuerung des Zuwachses über Ausschreibungsvolumen
- Berücksichtigung gesellschaftlicher Präferenzen: Technologie, Standort, Flächen
- Anreiz einer gewünschten markt- und systemdienlichen Anlagenauslegung sowie Standortentscheidungen

## Vorteile marktbasierter Finanzierung, z.B. PPAs

- Marktliche Effizienz: Grünstromeigenschaft, Druck auf Marktwertigkeit, direkte Verknüpfung mit Verbrauchern
- In Niedrigpreisphasen keine Haushaltsbelastung, in Hochpreisphasen Zubauanreiz
- Übernahme (auch) aller produktiven Risiken durch Vertragsparteien
- Dynamik: Bilaterale Verträge / PPAs lernfähiger als CfD.

## Kombination: weitgehender Erhalt der Vorteile beider Systeme

- Dynamik je nach Marktlage: so viel Markt wie möglich, so wenig Staat wie nötig. Marktintegration ohne Brüche.
- Viele kürzere PPAs, sinkende PPA-Risikoprämien und Bilanzwirksamkeit, steigende Liquidität