



sustainable strategies

**kW statt kWh:  
Reform der EEG-Förderung in einem Markt für Ökostrom**

Christian Maaß / Robert Werner

Strommarkttreffen, Berlin, 24. Januar 2020



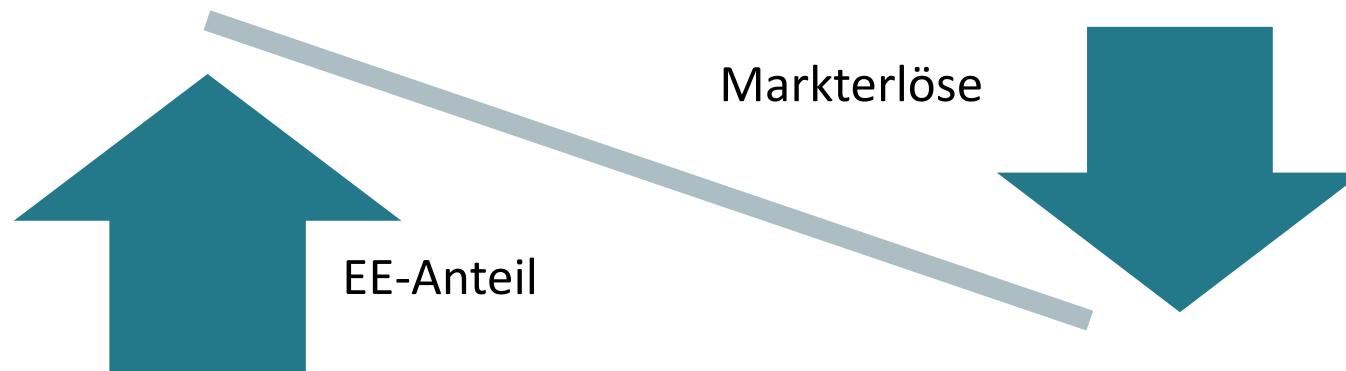
**These: Die kWh-bezogene EEG-Förderung mittels Marktprämie ist mittelfristig nicht mehr das optimale Förderinstrument. Es sollte stufenweise auf eine kW-bezogene Investitionsförderung umgestellt werden.**

- Wir brauchen ein Fördersystem, das auch bei 60 - 100% EE-Strom funktioniert. Das heutige Marktprämiensystem setzt erhebliche Fehlanreize für das Stromsystem und liefert keinen dauerhaft gangbaren Weg für einen marktbasierten EE-Ausbau.
- Strompreise bieten einen optimalen Anreiz zur besseren Systemdienlichkeit der Anlagen. Sie sollten möglichst unverzerrt bei den Betreibern ankommen.
- Unter diesem Gesichtspunkt ist die gleitende Marktprämie kontraproduktiv, ein Investitionszuschuss optimal.
- Mögliche nachteilige Effekte einer kW-Förderung sind regulatorisch lösbar.
- Unser Modell lässt sich versuchsweise und ohne großes Risiko neben dem derzeitigen System testen und stufenweise ausbauen.



- **Braucht es überhaupt noch ein EEG?** Oder sorgen PPAs und Ökostrommarkt zukünftig alleine für den Ausbau der Erneuerbaren Energien?
- Solange fluktuierende EE im Strommarkt nicht dominieren, können EE-Anlagen ohne EEG-Förderung an guten Standorten finanziert werden.
- Aber: Mit steigendem Anteil von Wind und PV steigen die Stunden mit Vollversorgung aus EE und folglich sehr niedrigen Strompreisen.
- Weiterer starker EE-Ausbau dann allenfalls bei sehr hohem CO<sub>2</sub>-Preis.
- **Mittelfristig bleibt ein gesetzlicher Fördermechanismus unabdingbar.**

#### „Kannibalisierungseffekt“ bei hohen Anteilen fluktuierender EE



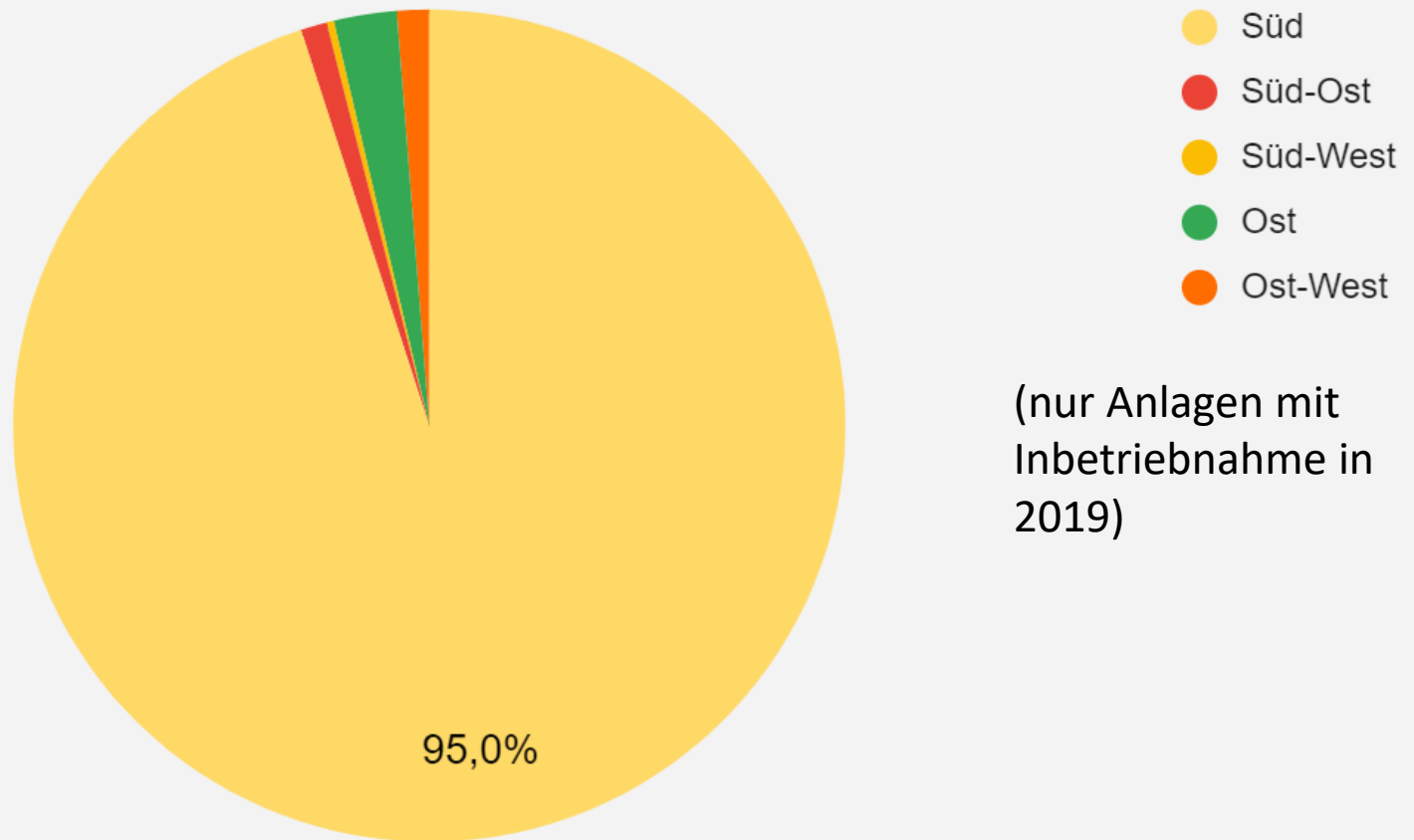
## ... waren anfangs das richtige Mittel

- Ziel: möglichst schneller Ausbau der erneuerbaren Energien
- Systemverantwortung spielt bei geringem EE-Anteil noch keine Rolle
- Kein Preisrisiko = geringe Finanzierungskosten = geringe Förderkosten

## ... führen jedoch bei hohen Anteilen fluktuierender EE zu Fehlanreizen.

- Kein Anreiz zur systemdienlichen EE-Erzeugung: Fehlanreiz zur Maximierung der Erzeugungsmenge („produce and forget“), anstelle des *Wertes* der Energie. Dies reizt strukturell Anlagendesign an, das hohe Systemkosten verursacht (u.a. Flexibilitätsbedarf): PV - Südausrichtung, Biogas - Grundlast, Wind - Starkwind.
- Durch kleinteilige regulatorische Eingriffe innerhalb des Marktprämiensystems lassen sich gewisse Anreize zur stärkeren Systemdienlichkeit schaffen (Flexibilitätsprämien, Anforderungen für Referenzanlagen, Ausschreibungsbedingungen etc.);
- effektiver und effizienter ist voraussichtlich eine Steuerung über Marktpreise.
- **These:** Die vom Marktprämien-System induzierten hohen Systemkosten übersteigen vorauss. die Vorteile der Marktprämie (niedrige Risiken und Finanzierungskosten)

## Hauptausrichtungen der PV-Freiflächenanlagen (Nettonennleistung > 1 MW)



(nur Anlagen mit  
Inbetriebnahme in  
2019)

## Marktprämie

- **Gebote in Auktion:** Euro auf kWh.
- **Kritik:** Preissignale des Strommarktes kommen nicht bei Anlagenbetreibern an, dadurch Optimierung der Anlagen auf maximale Produktionsmenge (unabhängig vom Börsenstrompreis), die Förderung ist unnötig teuer und setzt energiewirtschaftliche Fehlanreize.
- **Aber:** Relativ hohe Rechtssicherheit und Akzeptanz.

## Investitionsförderung

- **Gebote in technologiespezifischen Auktionen**
- **Förderung für Bereitstellung definierter Leistung** (Euro/kW)
- Die genaue **Bemessungsgrundlage** kann beliebig gestaltet werden (z.B. geographische Steuerung durch Definition Referenzkraftwerk)
- **Ziel: Anlagenoptimierung auf Markterträge** - viel Erzeugung bei hohen Strompreisen.

**Vorschlag:** Einführung einer gesetzlichen Ermächtigung zur (zunächst testweisen) Durchführung von investiven Ausschreibungen.



Strukturelle Anreizwirkung (regulatorisch zT korrigierbar)				
Anlagentyp	Marktprämie		kW-Förderung	
	Auslegung	Fahrweise	Auslegung	Fahrweise
<b>Biomasse</b>	Grundlast	Grundlast	größere Biomasse-Speicher & Generatoren	echte Spitzenlastkraftwerke
<b>Wind</b>	Starkwind	Nach Dargebot	Optimierung für Schwachwind	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Keine Einspeisung unter Grenzkosten</li> <li>- Anreiz für Speicher hinter dem Zähler (bei entspr. Marktsituation)</li> </ul>
<b>PV</b>	Süd		Ausrichtung Ost/West	
Konsequenzen für Kosten im Stromsystem				
Bedarf nach Flexibilität im Stromsystem steigt			EE induzieren weniger Flexibilitätsbedarf und bieten eigene Flexibilität an	

# Mögliche Einwände gegen Investive Förderung – Ist die kW-Förderung insgesamt günstiger als kWh-Förderung?



Einwand	Argument	Gegenargument / Abhilfe
<b>Mitnahmeeffekte (Überförderung)</b>	Markterlöse könnten deutlich höher ausfallen als (zur Absicherung der finanzierenden Banken) in Geboten kalkuliert	Abschöpfung zu hoher Renditen über Risiko-Bandbreiten-mechanismus (Öko-Institut 2014)
<b>Anlagenqualität</b>	Werden minderwertige „Schrott-Anlagen“ in die Landschaft gestellt, um hohe Kapazitätsprämien abzukassieren?	Erlösmodell basiert auf langfristigen Markterlösen. Gebote mit zu hohen kW-Prämien haben keine Aussicht auf Zuschlag in Auktionen.
<b>Finanzierungskosten</b>	Unsichere Markterlöse = höhere Risiken = höhere Finanzierungskosten	Finanzierungskosten müssen nicht steigen: bei upfront-Prämie geringeres Kreditvolumen; zudem geringeres Wetter-Risiko
<b>Beihilfe</b>	Wird EEG dadurch zur Beihilfe?	Nicht bei wettbewerblichen Ausschreibungen der kW-Prämien.
<b>Flächeneffizienz</b>	Pro m <sup>2</sup> haben systemdienlich konfigurierte PV und WKA geringere kWh-Erzeugung	Wert der pro m <sup>2</sup> produzierten Energie ist höher





- Das Modell lässt sich leicht versuchsweise einführen, parallel zum bestehenden System, zunächst mit geringen Kapazitäten.
- Erfahrungen sammeln: Auktionsdesign, Bieterverhalten, Gebotshöhen, ...
- Worst case: Während der Erprobung für ein paar MW zu viel bezahlt.
- Best case: Ein Fördermodell, das für den Rest der Energiewende funktioniert.

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Sprechen Sie uns an:

Christian Maaß  
Robert Werner

**Hamburg Institut**

Paul-Nevermann-Platz 5

D- 22765 Hamburg

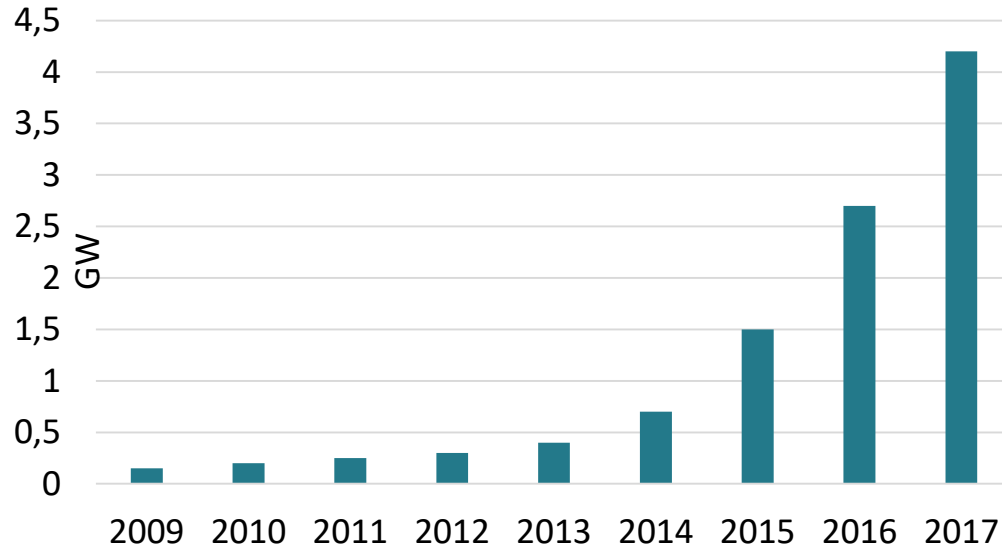
Tel.: +49 (40) 3910 69 89-0

[www.hamburg-institut.com](http://www.hamburg-institut.com)

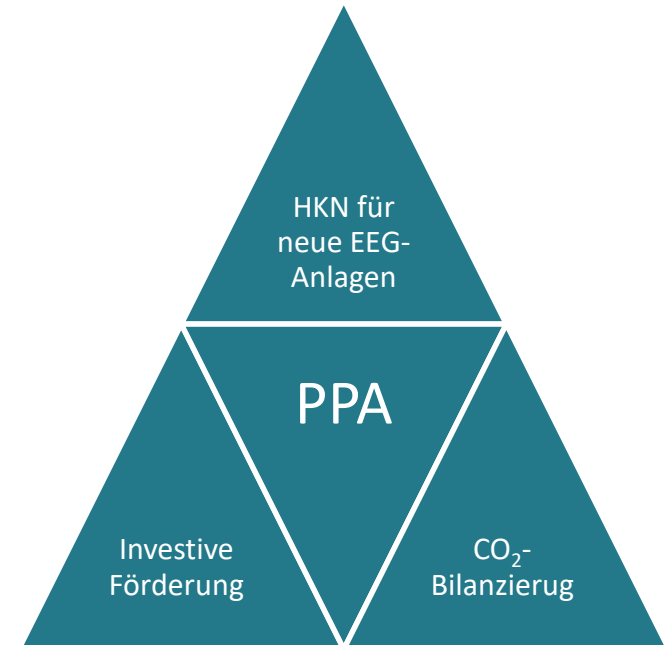
## Vorteile (2): Stärkere Finanzierung des EE-Ausbaus über PPA - Ökostrommarkt und EEG wachsen zusammen.



Bestand an PPAs in Europa



Quelle: HSH Nordbank (2018)



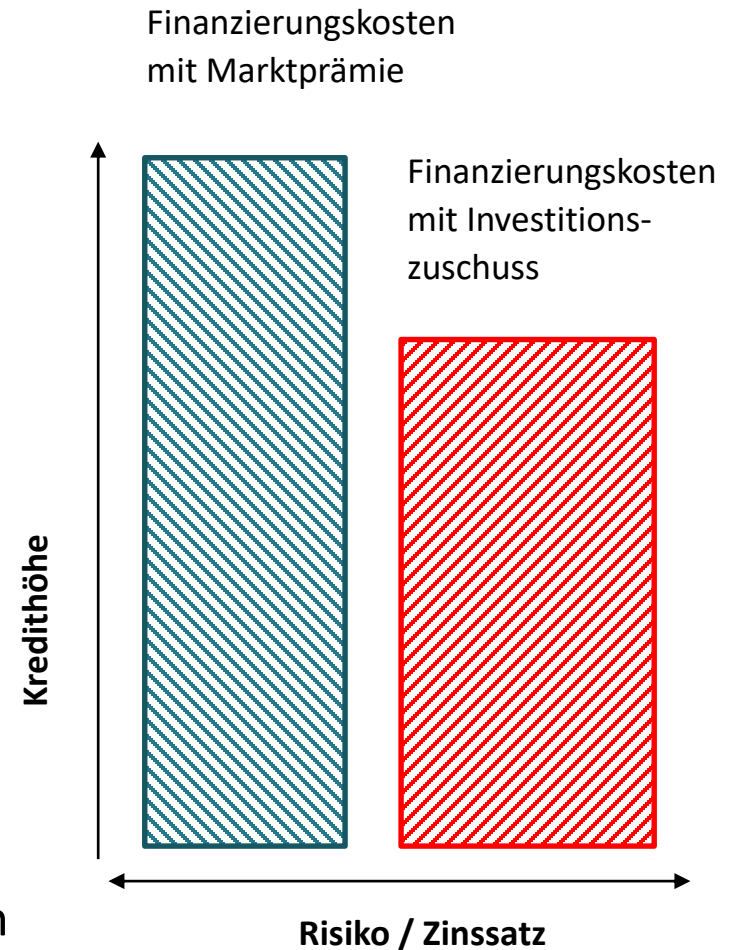
**Die Marktprämie behindert** (durch Verbot von HKN für teilgeförderte EE-Anlagen) die **Teilfinanzierung des EE-Ausbaus über PPA**. In Deutschland sind PPA daher bislang nur im Segment der „Ü-20-Anlagen“ stark. Mit einem **PPA-freundlicheren Rechtsrahmen** können PPA stärker zur Finanzierung des EE-Ausbaus beitragen:

- Umstellung der Förderung von Marktprämie auf investive Förderung
- Herkunftsnachweise für neue EEG-teilfinanzierte Anlagen
- Klare und einheitliche CO<sub>2</sub>-Bilanzierung des Stroms

# Investitionszuschuss – Sind die Finanzierungskosten bei kW-Förderung deutlich höher als bei kWh-Förderung



- Dass die EE ein zusätzliches Preisrisiko tragen, ist ausdrücklich gewollt.
- Die Finanzierungskosten müssen jedoch nicht steigen: mehr Risiko, aber geringeres Kreditvolumen.
- In jedem Fall werden die Finanzierungskosten in die Gebote eingepreist.
- Falls dennoch nötig, mögliche Abhilfe:
  - KfW-Kredite
  - Versicherungsprodukte
  - Hedging mit Großverbrauchern (PPA)
  - Marktprämie o.ä. ab dem 11. Jahr.
- Gegenüber der Marktprämie sinken zudem die Wetterrisiken, da die Anzahl der produzierten kWh weniger relevant ist.



Innerhalb des Marktprämiensystems gibt es bisher nur geringe Anreize zur Systemverantwortung, z.B.

- „6-Stunden-Regel“: keine Marktprämie bei negativen Strompreisen > 6h
- „nur“ 95% Entschädigung bei Einspeisemanagement
- Flexibilitätszuschlag / -prämie für Biogas

Die gleitende Marktprämie (auch bei Modifikation mit CfD) isoliert die EE-Erzeuger somit weitgehend von Strompreisschwankungen. Die zukünftig immer stärker benötigte Flexibilität muss also teuer auf anderem Wege beschafft werden.

In der zweiten Phase der Energiewende müssen die EE Preis(Knappheits-)signalen ausgesetzt werden, um diese in ihre Entscheidungen einzubeziehen. Das Modell mit der geringsten Anreizverzerrung ist ein einmaliger Investitionszuschuss. Erfahrungen damit bestehen z.B. in den USA, Schweden und Österreich.



- **Niedrige administrative Kosten** bei upfront-Zahlung der kW-Prämie: nur eine einzige Prämienzahlung (ohne aufwändige Berechnung der Prämienhöhe) statt 240 aufwändige Berechnungen und Zahlungen
- **Politische Transparenz:** Kosten der EE-Förderung für die Gemeinschaft sind bereits bei Inbetriebnahme jeder Anlage vollkommen bekannt.