

A photograph of a large solar farm with rows of photovoltaic panels stretching into the distance under a bright, cloudy sky. The sun is low on the horizon, creating a lens flare effect.

# EINFLUSSFAKTOR EINSPEISENETZENTGELTE

## Sicht der Anlagenprojektierer

Impulsvortrag zur Anhörung der Bundesnetzagentur am  
20.02.2026 (Marco Langone und Dr. Fokke Peters)

# AGENDA



01 PVA-Freiflächenprojektierer im Marktumfeld

02 PVA-Freifläche: Finanzierung und Wirtschaftlichkeit

03 Folgerungen

# PVA-FREIFLÄCHENPROJEKTIERER IM MARKTUMFELD



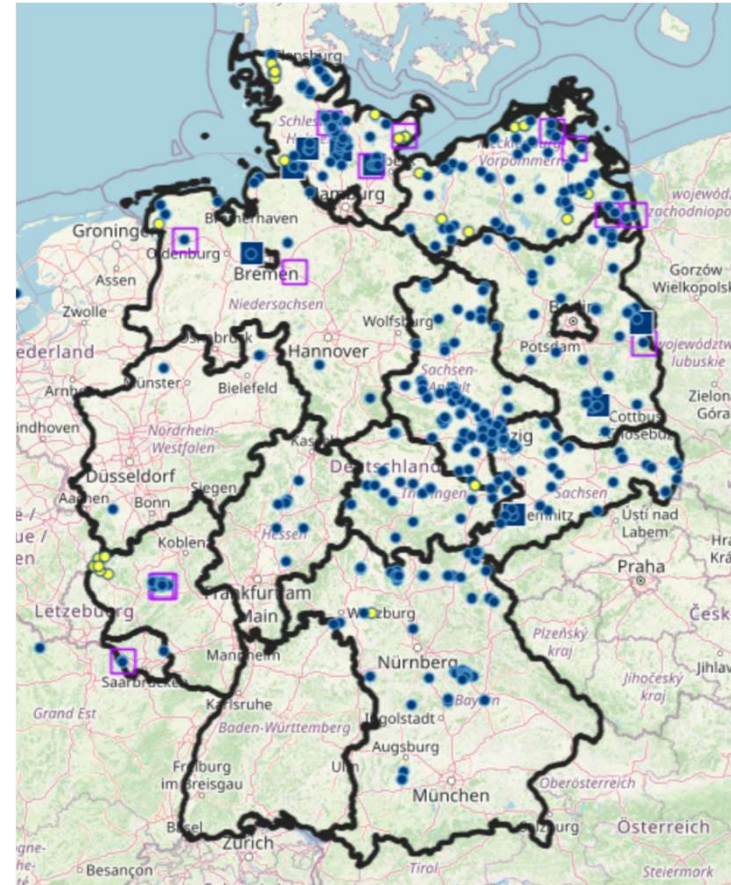
## Status quo

- Zubau Freiflächen-PVA 2025: 8 GW (von 16 GW Solar)
- ENERPARC 2025: >1 GW
- Direktvermarktung ENERPARC: ≈5 GW / 6 TWh

## Zunehmende Unsicherheit

- Netzanschlusspaket 2026; EEG für 2027; AgNes; Landes-Beteiligungsgesetze
- Anstieg Zeiten negativer Preise; Marktwertverringierung; PPA-Markt stark eingebrochen

➔ **Konsequenzen: geringe Margen, Finanzierungsbasis unter Druck**



# FINANZIERER EINES PHOTOVOLTAIKPROJEKTS



## Investor (Eigenkapital-Geber)

- Renditeerwartung
- langfristiger Anlagehorizont
- Risikominimierung durch langfristige Verträge



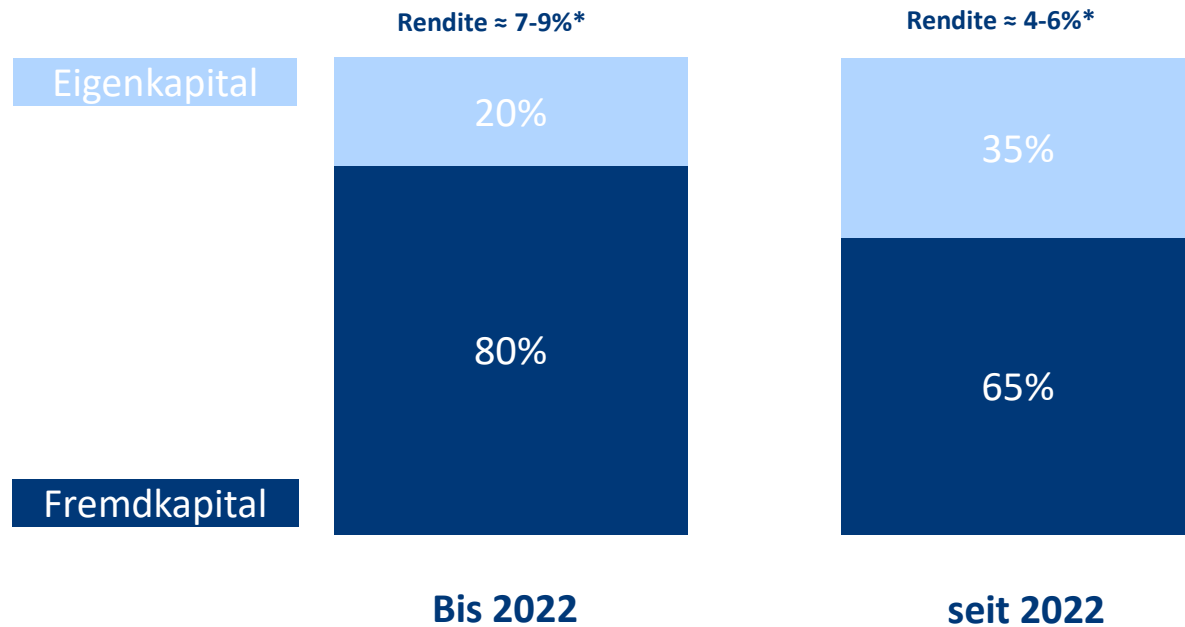
## Finanzierendes Institut (Fremdkapital-Geber)

- Kapitaldienstfähigkeit des Projekts
- Stabilität und Planbarkeit der Umsätze und Kosten



wechselseitige  
Abhängigkeit

# FINANZIERUNGSTRUKTUR EINER PV-ANLAGE



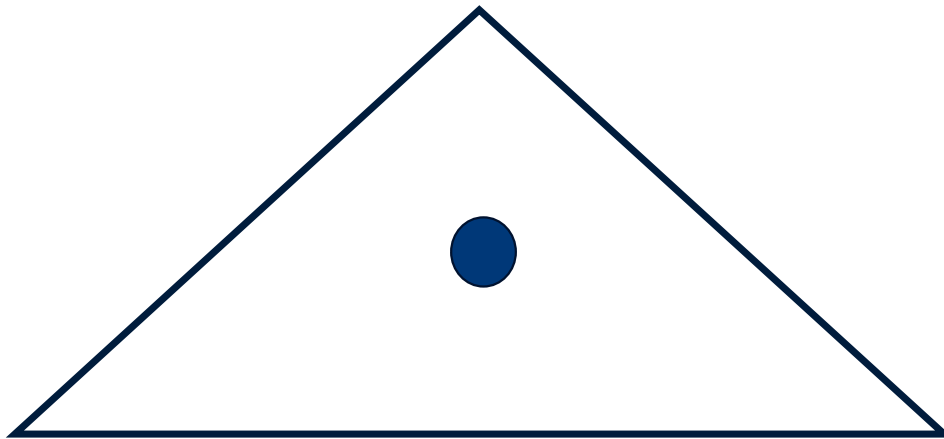
- Eigenkapitalanteil in den vergangenen Jahren gestiegen
  - Renditen folglich gesunken
  - Renditeerwartung aktuell bei rund 5%
- ➔ Asset konkurriert mit alternativen Anlageformen

Höhe und Kosten des Fremdkapitals haben den größten Einfluss auf die Rendite des PV-Parks.

# ENTSCHEIDUNGSPARAMETER FÜR INVESTOREN




**Einkünfte Solarpark**  
(Tarif, Einstrahlung, produzierte kWh)



**Herstellungskosten Projekt**  
Solarpark, Umspannwerke, Trassen

**Ausgaben Solarpark**  
Pacht, Wartung, Zinsen

- Investitionsbereitschaft erfordert Marktgleichgewicht.
- Plötzliche Verschiebungen können das Marktgleichgewicht ins Schwanken bringen.

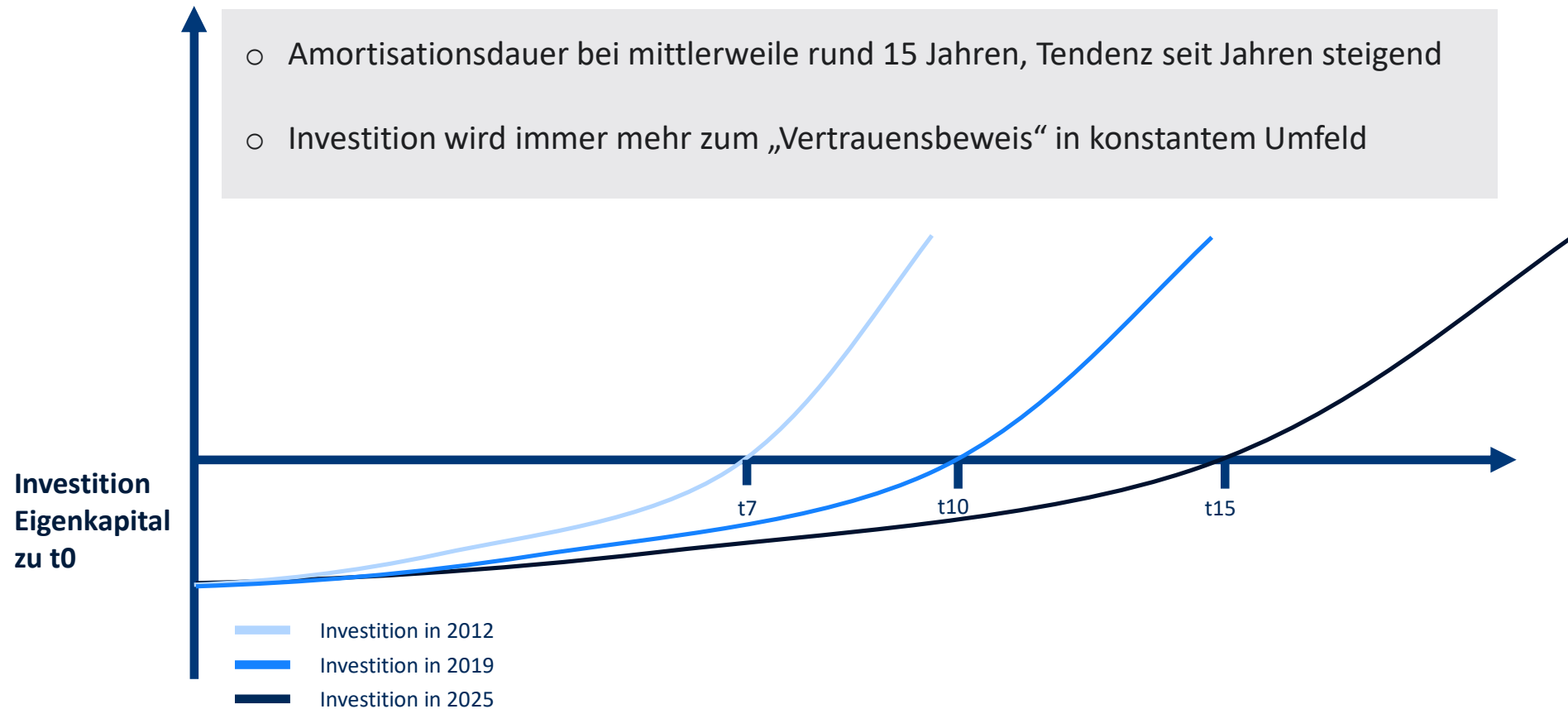
 Investitions-Stopp

# AMORTISATIONSDAUER PV-FREIFLÄCHENANLAGEN

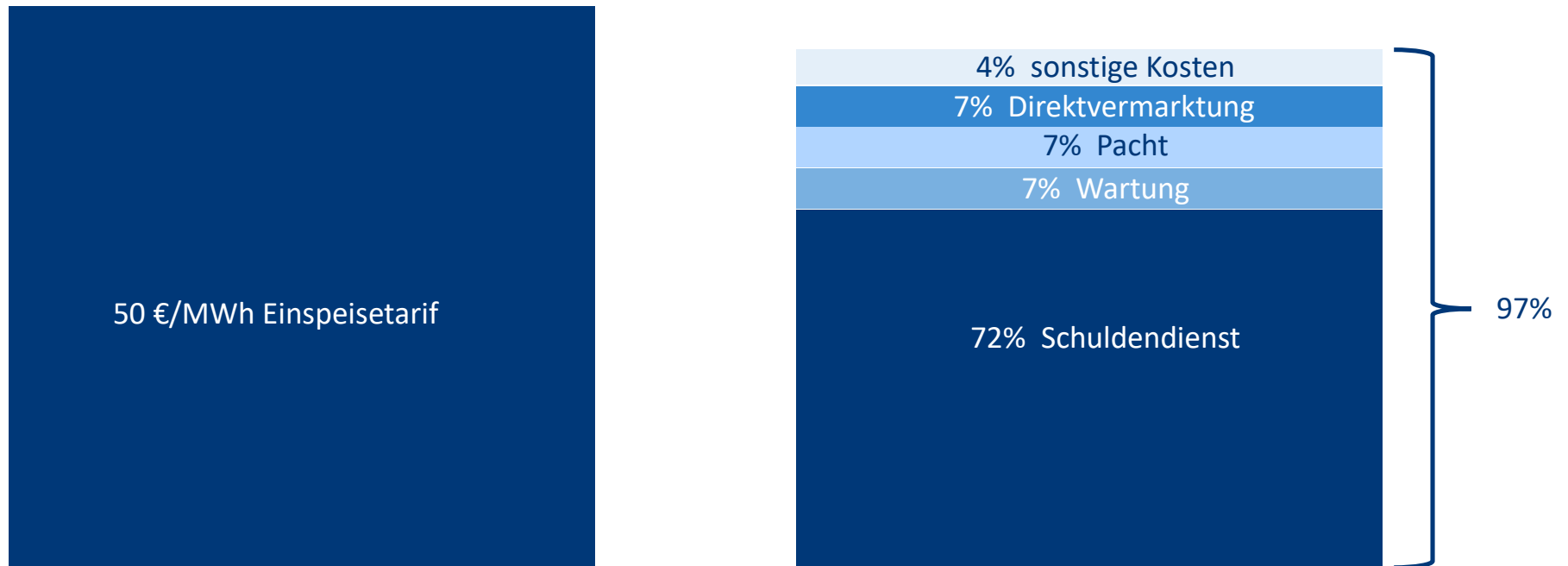
Entwicklung in Deutschland



- Amortisationsdauer bei mittlerweile rund 15 Jahren, Tendenz seit Jahren steigend
- Investition wird immer mehr zum „Vertrauensbeweis“ in konstantem Umfeld



# WAS FINANZIERT DER EINSPEISETARIF VON 50 €/MWH?



- 97% des Einspeisetarifs\* werden in den Anfangsjahren für die Deckung der laufenden Kosten des Solarparks benötigt.
- Kaum Spielraum für weitere Aufwendungen.

\*Gewichteter Durchschnitt letzte Ausschreibungsrunde Dezember 2025

# LEISTUNGSFÄHIGKEIT AM LIMIT

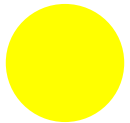
## Folgerungen



„Orientierungspunkte“ stärken Vertrauensschutz.  
**Ankündigung des Festlegungsentwurfs zum Mai 2026**  
hilft bei Finanzierungsplanungen.



Statische Netzentgelte: **4 - 7 € / kW übersteigt die Leistungsfähigkeit** aktueller PVA-FFA deutlich.



Jährliche Neuberechnung des Kapazitätspreises lässt  
Finanzierungsentscheidungen nicht zu - **BKZ ist der bessere Weg.**





**VIELEN  
DANK.**



## **ENERPARC AG**

Marco Langone & Dr. Fokke Peters

# LEISTUNGSFÄHIGKEIT AM LIMIT – FOLGERUNGEN IM DETAIL

## Vertrauensschutz

1. „Orientierungspunkte“ vom 17.02.2026 stärken Vertrauensschutz für Bestandsanlagen UND Projekte mit „harter“ Investitionsentscheidung (z.B. Ausschreibungszuschlag). Ankündigung des Festlegungsentwurfs zum Mai 2026 hilft bei Finanzierungsplanungen
2. Aber: kein Vertrauensschutz bei Netzentgelten mit Anreizfunktion. Daher müssen diese Entgelte für Projekte nach dem jeweiligen „point of no return“ (auch: Gebot in kommenden Ausschreibungen) so gering bleiben, dass deren Wirtschaftlichkeit unangetastet bleibt!

## Statische Netzentgelte (Finanzierungsfunktion)

1. Schon „maßvolle“ Größenordnung (4 - 7 € / kW) übersteigt die Leistungsfähigkeit aktueller PVA-FFA deutlich
2. Jährliche Neuberechnung des Kapazitätspreises läßt Finanzierungsentscheidungen nicht zu. BKZ ist besserer Weg: belastet Projekt am Start, ist aber für Finanzierung (und Gebote) kalkulierbar!
3. Bepreisung ohne Regionalisierung ist für Projektierer einfach handhabbar / bepreisbar. Bei Regionalisierung ist Kontrolle der BNetzA nötig: Intransparenz und regionale Festlegungen in prohibitiver Höhe müssen vermieden werden!

## Dynamische Netzentgelte (Anreizfunktion)

1. Vermarktersicht: Wir begrüßen die Anreizwirkung, besonders durch „vorzeichengerechte“ Berechnung. Die Erwerbsaussichten sind aber für den Finanzierungsrahmen nicht so kalkulierbar, dass sie die potentiellen Belastungen ausgleichen könnten.
2. Projektiersicht: Finanzierer sehen dynamische Entgelte als unkalkulierbaren Mittelabfluss und preisen sie in maximaler Höhe (10 ct / kWh) ein. Festlegung niedriger Anfangshöhe (Option 2) ist daher sinnvoller: erleichtert Finanzierungsentscheidungen, vermeidet sprunghaften Anstieg der Gebotshöhen.

