



März 2026

# Potenzielle Vergütungsmodelle in der EEG Debatte

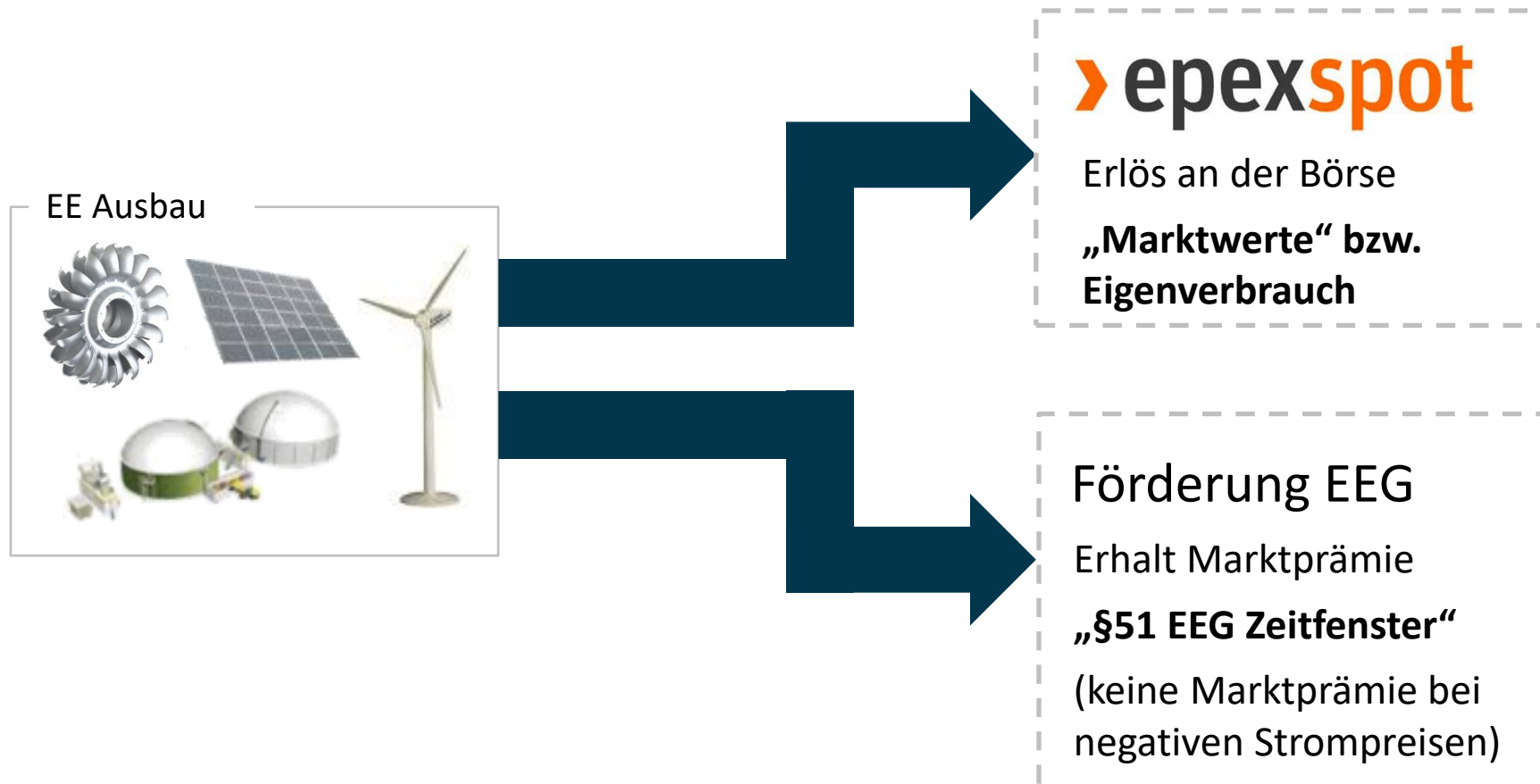
Dr. Matthias Stark

Leiter Erneuerbare Energiesysteme des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V.

# Agenda

1	Aktuelle Marktlage und potenzielle Entwicklung
2	Lösungsvorschlag Mengenförderung
3	Finanzierungsmodelle auf Basis des PKNS Prozesses
4	Besonderheit potenzialbasierte CfD am Beispiel des financial CfD

Für den Ausbau Erneuerbarer Energien ist eine betriebswirtschaftliche Grundlage notwendig.



# Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien an der Strombörse

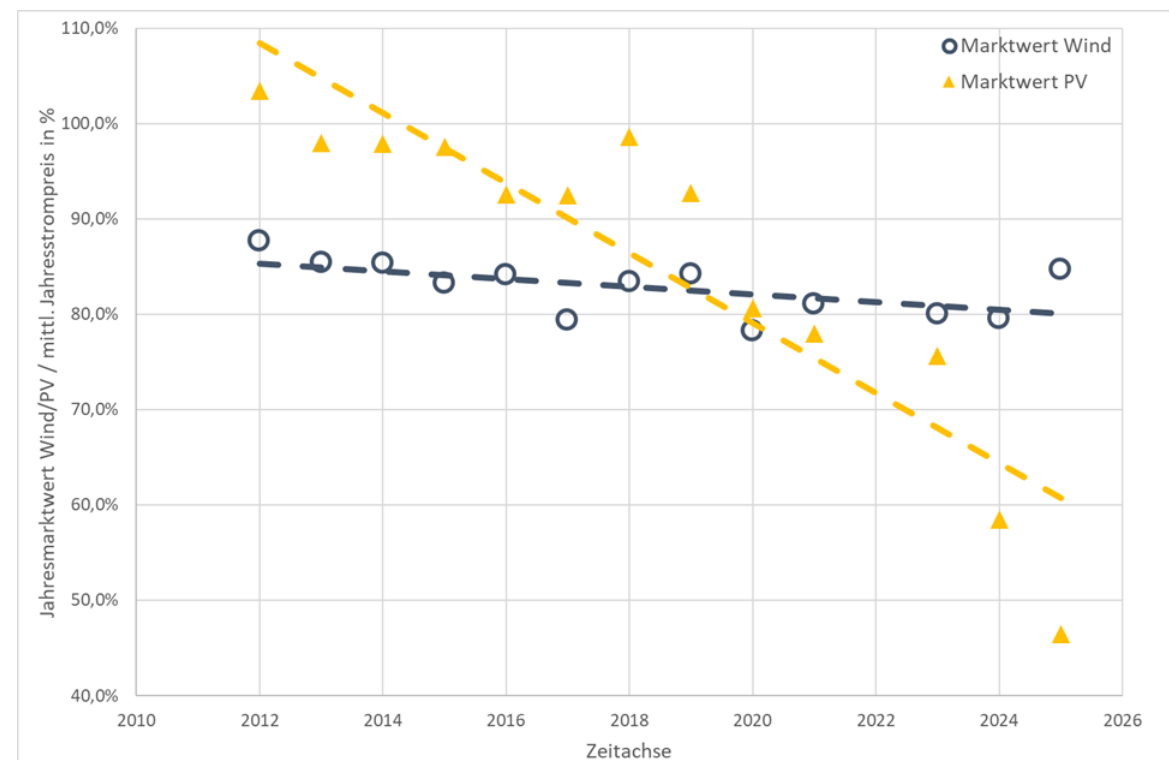
## Herausforderungen

- Der Marktwert von Wind und PV sinkt seit Jahren gegenüber dem mittleren Marktniveau.
  - Der market capture value sinkt bei PV deutlich stärker als bei Wind
- Ist das Marktniveau niedrig, sind weder ein Weiterbetrieb von Altanlagen noch Neuanlagen außerhalb der Förderung wirtschaftlich.

## Lösungen

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Stabilisierung der Marktwerte Erneuerbarer Energien.

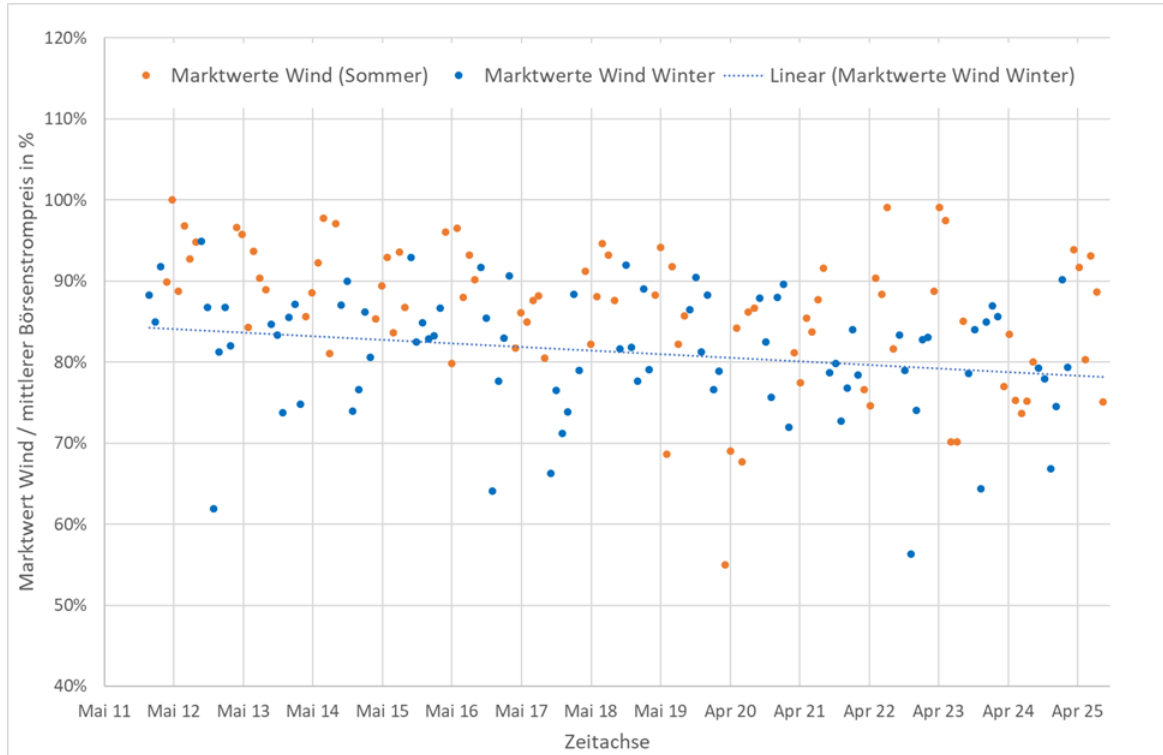
Jahresmarktwerte Wind/PV



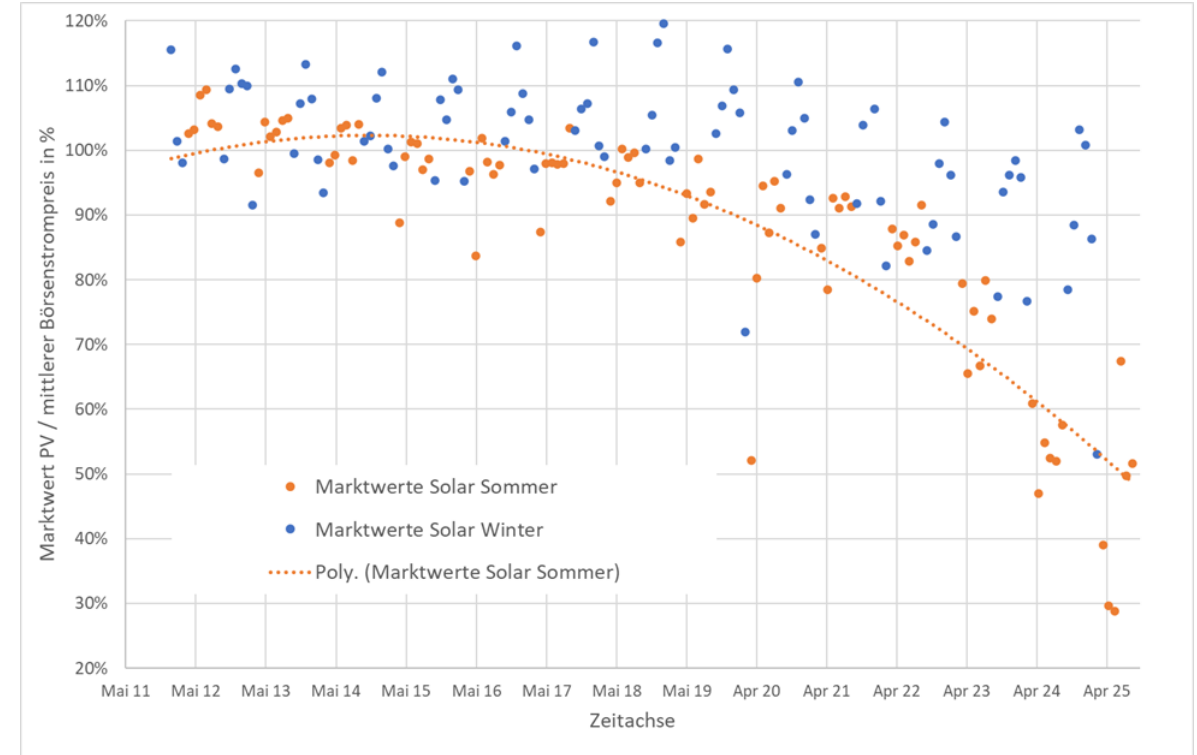
# Marktniveau und Marktwerte EE

## Entwicklung der letzten 10 Jahre

### Entwicklung Marktwerte Wind Onshore



### Entwicklung Marktwerte Photovoltaik



Der market capture value der Erneuerbaren Energien sinkt ohne ausreichende Flexibilitäten immer weiter. Dabei ist dieser Effekt bei der PV deutlich stärker als bei der Windenergie Onshore.

# Besonderheit Entstehung negativer Strompreise

## Entstehung im Windbereich (1)

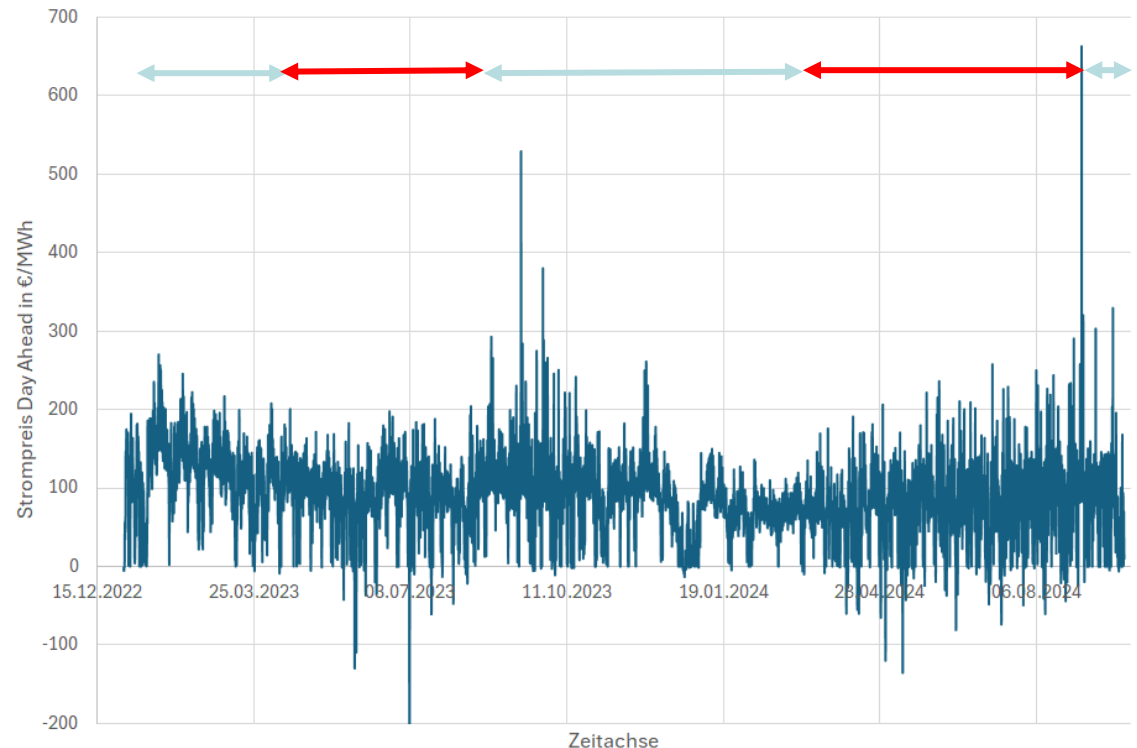
- Im Windbereich dominiert das „Direktvermarkterproblem“, welches zu negativen Strompreisen leicht unterhalb von 0 €/MWh führt.

## Entstehung im Solarbereich (2)

- Im Solarbereich entstehen deutlich niedrigere negative Strompreise, da hier das „ÜNB-Problem“ zum Tragen kommt.
  - ➔ Keine Abregelung von PV aufgrund von Markteinflüssen

## Fazit

- Die Herausforderung liegt somit in der richtigen Aktivierung unterschiedlicher Flexibilitäten um alle negativen Strompreise zu verhindern.



# Rückblick Entwicklung negativer Strompreise

## Rückblick

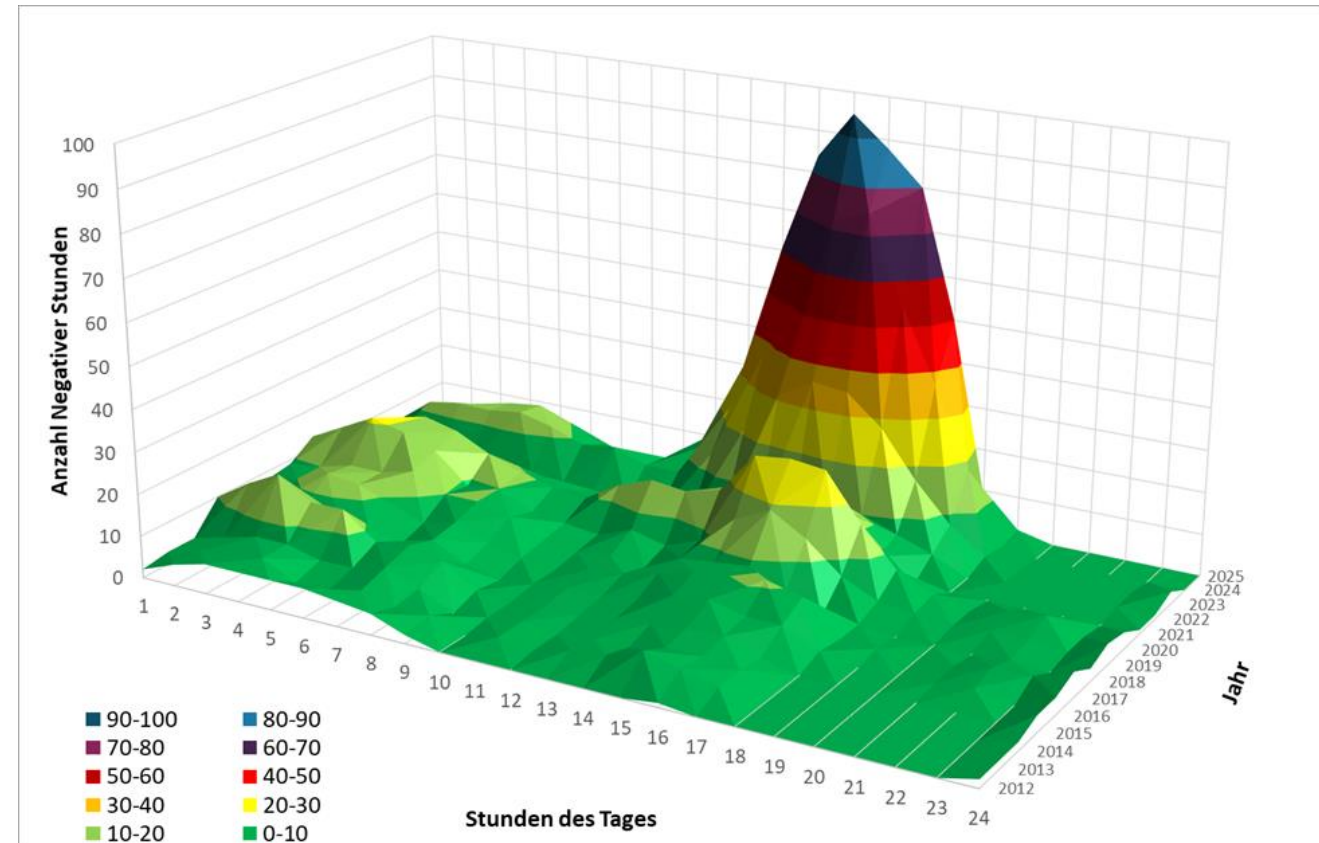
- In den letzten 10 Jahren ist die Anzahl der negativen Strompreisstunden drastisch gestiegen
- Es ist ein Shift von den Nacht- in die Tagesstunden deutlich zu erkennen
  - Photovoltaik bedingt

## Herausforderung

- Entstehung von §51 EEG Zeitfenster mit Verlust der EEG Vergütung + Marktwertreduktion

## Resultat

- Betriebswirtschaftliche Grundlage der EE, sowohl in als auch außerhalb der Förderung ist gefährdet.



# Entwicklung nicht vergüteter Strommengen innerhalb einer EEG Förderung

In Zeitfenstern\* negativer Strompreise erhalten neue Anlagen keine Förderung im EEG  
(siehe §51 EEG 2021).

## Entwicklung §51 Mengen

- Starker Anstieg der nicht vergüteten §51 EEG-Energiemengen in den letzten Jahren.

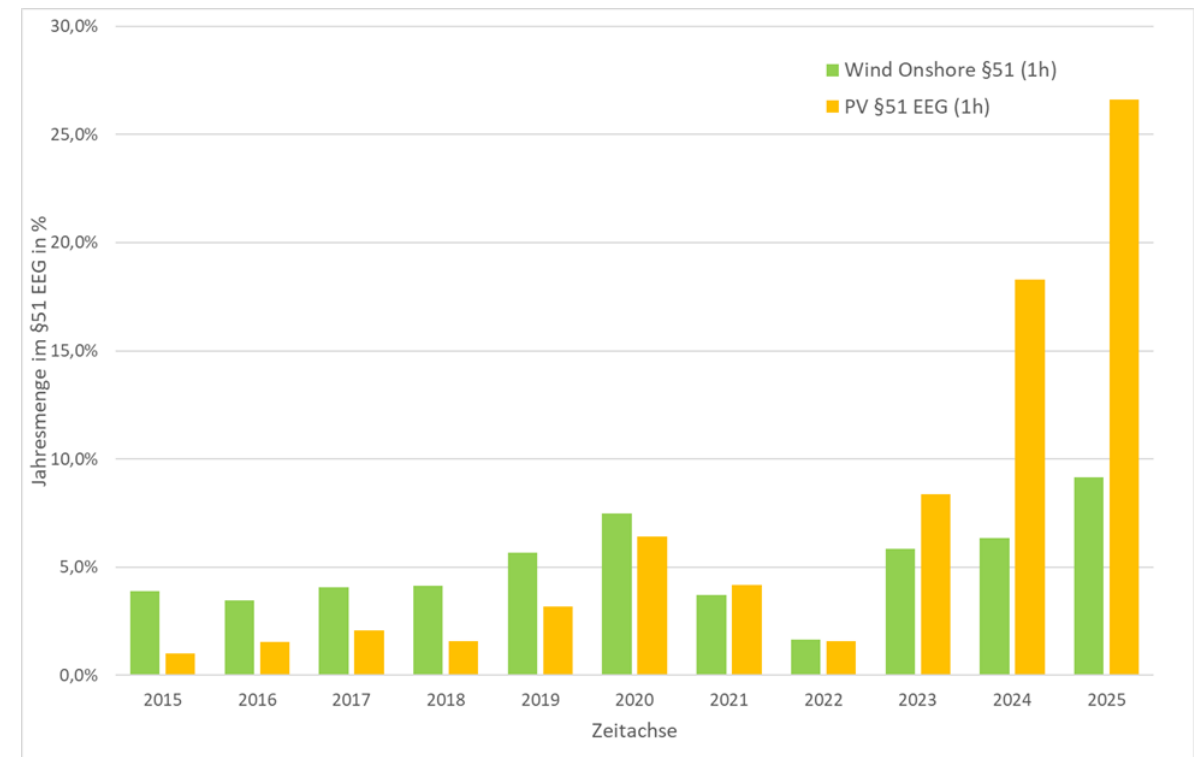
## Herausforderung

- Aufgrund des klimapolitisch notwendigen EE-Ausbaus würde ohne die Schaffung ausreichender Flexibilitäten der §51 EEG Rahmen die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien gefährden.

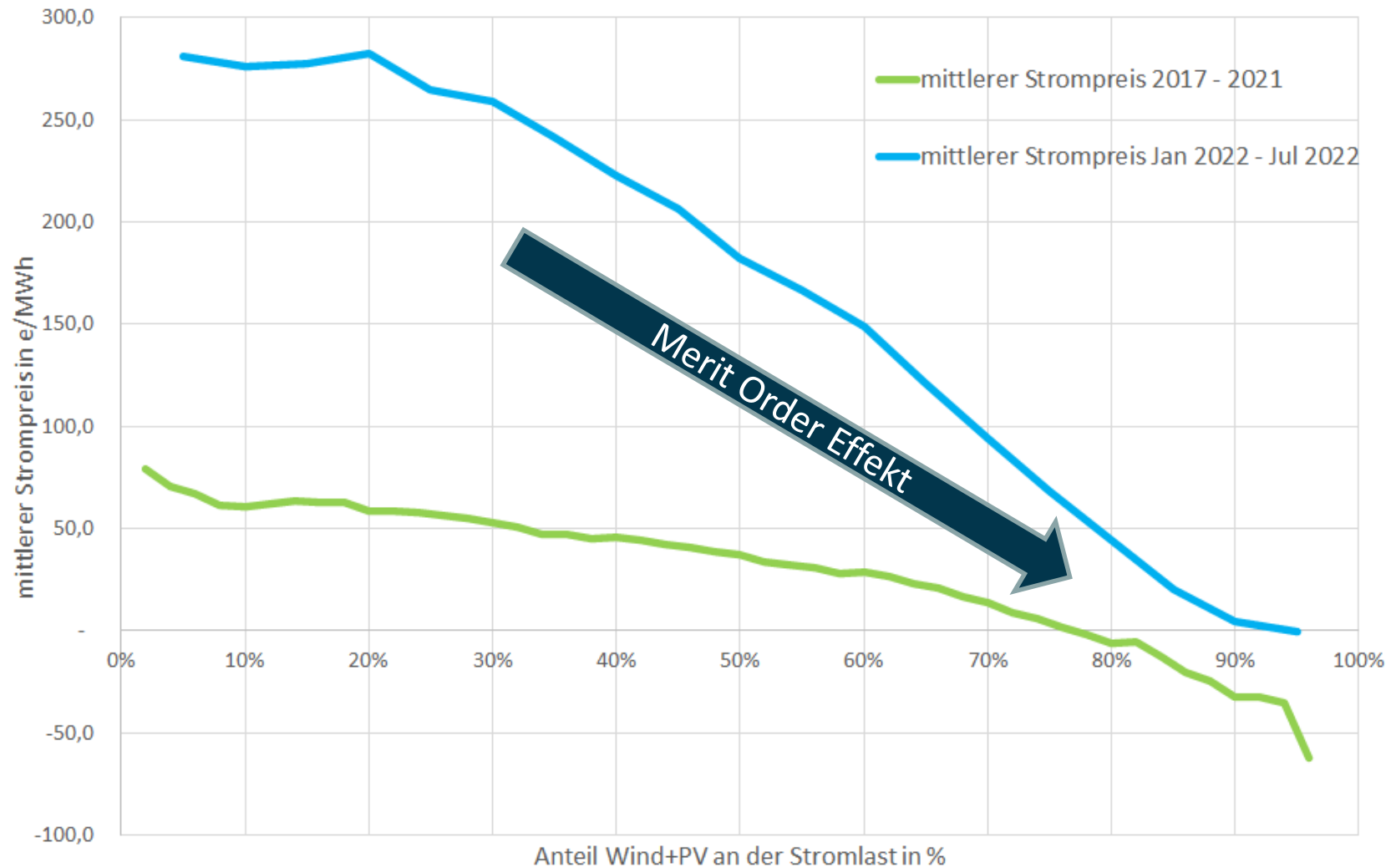
## Lösung

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Verhinderung negativer Strompreise.

Nicht vergütungsfähige erneuerbare Strommengen



# Erneuerbare Energien senken auch in der Energiekrise signifikant die Strompreise



# Agenda

1	Aktuelle Marktlage und potenzielle Entwicklung
2	Lösungsvorschlag Mengenförderung
3	Finanzierungsmodelle auf Basis des PKNS Prozesses
4	Besonderheit potenzialbasierte CfD am Beispiel des financial CfD

# Warum entstehen negative Strompreise durch EE trotz §51 EEG

Es gibt 3 wesentliche Gründe weshalb negative Strompreise durch EE entstehen.

1.

- Direktvermarkter - Problem

2.

- Direktvermarkter - Dilemma

3.

- Anlagenbetreiber - Problem

# Das Direktvermarkter – Problem Hintergrund und Lösung

Es entstehen überdurchschnittlich negative Strompreise, mit nur wenige Cent/MWh unterhalb von 0 €/MWh.

## Starrer Vergütungszeitraum

- Anlagenbetreiber benötigt für jede abgeregelte Strommenge vom Direktvermarkter eine Entschädigung des entgangenen Erlös
  - Abregelung in §51 EEG Zeitfenster
    - Entschädigung = 0
  - Abregelung zu positiven Strompreisen
    - Entschädigung = EEG Vergütung

Der Direktvermarkter wird eine Abschaltung der Anlagen nicht zur Umgehung eines §51 EEG Zeitfenstern nutzen.  
(maximaler Strompreis bis leicht unter 0 €/MWh)

## Mengenförderung

- Anlagenbetreiber kann abgeregelte Mengen nachholen.  
→ keine Entschädigung notwendig
- Anlagenbetreiber weiß, dass jede kWh, ob mit oder ohne Förderung (§51 EEG Zeitraum) von seinem Kontingent abgezogen wird.

Kein Anreiz für Anlagenbetreiber in Zeiträumen des §51 EEG einzuspeisen, da diese Einspeisung von seinem Kontingent aber ohne Förderung abgezogen wird.

Der Anlagenbetreiber wird eine Einspeisung der Anlagen nicht in Zeiträumen des §51 EEG Zeitfenstern zulassen.  
(Er holt diese ja nach und erhält die Vergütung)

Die Mengenförderung reduziert somit klar die Anzahl negativer Strompreise.

# Das Direktvermarkter Dilemma

Direktvermarkter wollen keine negativen Strompreise ins positive ziehen. Doch gibt es ein Problem, welches dennoch ungewollt dazu führen kann.

## Rahmen

Direktvermarkter müssen am Vortag entscheiden, wieviel Menge sie am Day Ahead Markt anbieten. Potenziell ist dies niedriger als die eigentliche Einspeisungsprognose.

## Problem

Direktvermarkter können nur stundenbasiert sogenannte kaskadierte Angebote abgeben. Doch im Falle einer §51 EEG Bedingung von 3 bis zu 6 negativen Strompreisstunden in Folge, und dem Nichtwissen über die anderen Direktvermarkter und deren Entscheidung, kommt es vor, dass doch negative Strompreise „durchbrochen“ werden von positiven Strompreisen.

## Folge

Es entsteht kein §51 EEG Zeitraum und somit müssen die Direktvermarkter die abgeregelte Strommenge aus eigener Tasche bezahlen.

Wie bereits in der Stellungnahme des BEE mehrfach erläutert würde eine Absenkung auf einen stündlichen §51 EEG das Direktvermarkter Dilemma lösen und somit zu häufigeren negativen Strompreisen führen.

# Warum ist die zusätzlich abgeregelte Menge in der Mengenförderung so klein gegenüber dem §51 EEG Mengen?

Wie in der großen Strommarktdesignstudie des BEE und Fraunhofer IEE und Fraunhofer ISE 2021 gezeigt würden bereits 0,4% zusätzlicher Abregelung der Erneuerbaren Energiemengen JEDEN negativen Strompreis in Deutschland für die kommenden 3 Jahrzehnte ins positive drehen.

**Wieso ist das so wenig, wenn doch aktuell (2025) für den Windbereich ca. 8 – 9% und im PV Bereich mehr als 30% der Einspeisung im §51 EEG liegen wird?**

Weil wir sehr viele Stunden haben, in denen der Strompreis nur leicht im negativen Strompreisbereich liegt. Es ist also nicht nötig die gesamte EE Einspeisung in diesen Zeitfenster zusätzlich zu reduzieren sondern nur ein kleinen Bruchteil. Daher der Unterschied:

§51 EEG Mengen beziehen sich stets auf die volle Einspeisung der in §51 gefangenen Anlagen der jeweiligen Technologie in Deutschland.

Die zusätzlich abzuregelnde Energiemenge um positive Strompreise zu erreichen ist hingegen nur ein Bruchteil davon. In den letzten Jahren lagen über 60% aller negativen Strompreise nur zwischen -0,01 und -5 €/MWh.

## **Beispielrechnung:**

In einer Stunde werden 40.000 MW §51 EEG Mengen eingespeist bei negativen Strompreisen von -1 €/MWh. Um den Strompreis auf 0 €/MWh zu heben bedarf es z.B. 100 MW. Somit können 39.900 MW eingespeist werden MIT Marktprämie und nur 100 MW (entspricht nur 0,25% der Energiemenge) müssten dafür „geopfert“ werden.

# Wie kann man einfach die Fördermenge definieren innerhalb der Mengenförderung?

## Windenergie

Windgutachten

## Solarenergie

Solargutachten oder  
Pauschaler VLLH

## Bioenergie

Bemessungsleistung

## Wieso ist im PV Bereich ein pauschaler Wert sinnvoller als ein Solargutachten?

- Ein Gutachten kostet zusätzliches Geld und deren zusätzliche Genauigkeit gegenüber einem Pauschalwert ist vernachlässigbar.
- Ein pauschaler Wert (z.B. 1.000 VLH / a = 20.000 VLLH als Fördermenge) wird sinnvolle netzdienliche oder marktdienliche Anreize in der Auslegung realisieren (z.B. NVP Überbauung, O/W Ausrichtung, 90° Aufständigung, usw.)
- Einfacher und transparenter

# Welche positiven Effekte hätte eine Mengenförderung?

## **Marktwerte steigen**

Da es keine negativen Strompreise gebe, würden die Marktwerte steigen. **Alleine im Jahr 2024 wären dies nur bei der PV mehrere hundert Millionen € gewesen.**

## **Keine Einpreisung des §51 EEG Risikos in der Finanzierung**

Bereits heute preisen viele Investoren und Banken den §51 EEG mit mindestens 5% und mehr ein. Tendenz stark steigend. Das führt zu höheren EEG Vergütungen und somit zu höheren Marktprämien.

## **Reduzierte Finanzierungsrisiken allgemein**

Da mit der Mengenförderung klar ist, welche Menge gefördert wird, fallen Risikoaufschläge zu Ertragsprognosen, Stillständen usw. raus. Das kann ebenfalls die benötigte EEG Vergütung reduzieren. Doch vor allem sie verbreitert die Finanzierbarkeit der EE und ist somit ein Garant des Ausbaus der EE.

## **Netzdienliche Einspeisung**

Da klar ist, welche Menge vergütet werden kann über die Betriebszeit setzen sich voraussichtlich auch stärker netzdienliche Einspeisungen (u.a. stärkere NVP Überbauung, O/W Anlagen, Schwachwindanlagen, Speicher, usw.) durch und reduzieren somit auch die Kosten der Transformation.

# Mengenförderung

## Ausgestaltung, Vorteile, Nachteile

### Ausgestaltung

Erneuerbare Energien erhalten ein Stromkontingent\*\*, welches über die Betriebszeit der Anlage vergütungsfähig ist.

### Vorteile

- Keine negativen Strompreise und §51 EEG Mengen
- Verringerte Einspeisung aus schlechten Wetterjahren oder Reparaturstillständen können nachgeholt werden
- Risiko der Windhöflichkeit bzw. Performance Ratio bei PV oder Naturschutzauflagen wird negiert
- Eingeplante Risikopuffer (u.a. P90) werden reduziert / negiert
- Deutlich höhere Marktwerte / geringere Differenzkosten

### Nachteil

Ca. 4 Promille der Jahreseinspeisung werden verlagert oder nicht eingespeist.\*

Bei Redispatch-Standorten wäre eine Wahlmöglichkeit zur direkten Entschädigung dieser Redispatch Mengen potenziell sinnvoll.

\* Laut Fraunhofer Berechnung der Strommarktdesignstudie die absolute Veränderung der abgeregelten Strommengen zwischen Basis- und Reformszenario

\*\* Bei Wind über den in der Ausschreibung angesetzten Strommengen. Bei PV könnte aus Vereinfachungsgründen ein Pauschalwert von 1.000 h/a angesetzt werden oder ein spezifischer Pauschalwert hinsichtlich Ausrichtung und Anstellwinkel.

# Warum sollten Bestandsanlagen FREIWILLIG in die Mengenförderung wechseln wollen

Aus Anlagenbetreibersicht bietet die Mengenförderung auch die Stabilität neben der Thematik des §51 EEG. So können alle Mengen nachgeholt werden (schlechte Wetterjahre, Stillstände, Störungen, usw.).

Es sollte dringend ein FREIWILLIGER Wechsel angeboten werden, damit wir relativ schnell eine kritische Masse an kaskadierten Strompreisangeboten bei 0,00 €/MWh haben, um ausreichend zusätzliche Flexibilität anzuregen.

Damit wirklich jede negative Strompreisstunde auf 0,00 €/MWh gezogen wird, ist es zwingend notwendig auch die ÜNB Vermarktung (größtenteils kleinstPV Anlagen) nicht zu negativen Strompreisen zuzulassen. Da ansonsten alleine diese Vermarktung negative Strompreise realisieren könnte in der Zukunft.

Die Mengenförderung nimmt keiner Flexibilität etwas weg! Sie ist nur genau dann da (Ventil) wenn die anderen Flexibilitäten keine negativen Strompreisen verhindern können.

# Agenda

1	Aktuelle Marktlage und potenzielle Entwicklung
2	Lösungsvorschlag Mengenförderung
3	Finanzierungsmodelle auf Basis des PKNS Prozesses
4	Besonderheit potenzialbasierte CfD am Beispiel des financial CfD

# BMWK-Optionenpapier „Strommarktdesign der Zukunft“

Das BMWK hat vier Finanzierungsoptionen für den zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien vorgestellt. Diese Optionen haben verschiedene Chancen und Risiken für Projektierer, Betreiber, und Finanzierer.

Produktionsabhängige Modelle	
Option 1	Option 2
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag  = produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzvertrag (CfD), der durch einen Marktwertkorridor ergänzt wird	Produktionsabhängiger zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor  = CfD ohne Marktwertkorridor

Produktions <u>un</u> abhängige Modelle	
Option 3	Option 4
Produktions <u>un</u> abhängiger CfD, bei dem die Refinanzierung unabhängig von der tatsächlichen Produktion erfolgt	Kapazitätzahlung mit produktions <u>un</u> abhängigem Refinanzierungsbeitrag

**PILOT**

**Option 4 wird derzeit vom BMWK präferiert. Sie stellt einen grundlegenden Systemwechsel dar.**

# Option 1: CfD mit Marktwertkorridor

## Ausgestaltung

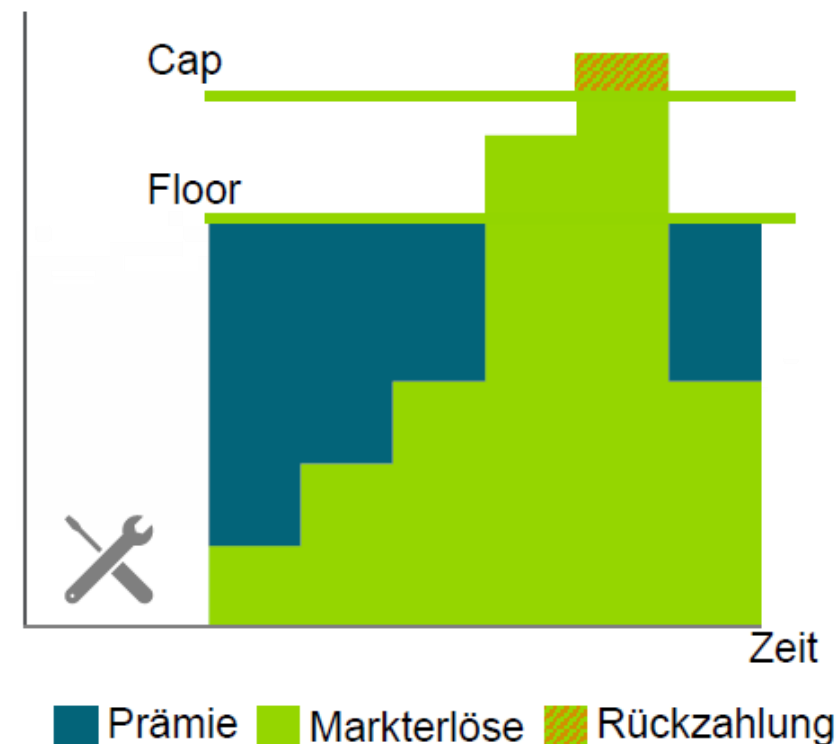
- Ausgestaltung des anzulegenden Wertes als Korridor
- z.B. als symmetrischer Korridor (+/-10 EUR/MWh oder +/-10%)
- **Markterlöse sind fiktiv**, da davon ausgegangen wird, dass man den mittleren Marktwert erreicht, was 50% der Mengen nicht erreichen können!

## Wirkung

- Wirkt bei Marktwerten unterhalb des Cap genauso wie heutige Marktprämie
  - → Kein zusätzliches Risiko kurz- und mittelfristig erwartet, da Studien von Marktwerten deutlich unterhalb der EEG-Vergütung sehen
- keine Absicherung von Mengenrisiken (Wetter, negative Preise, usw.)
- Investitionen in markt- und netzdienliches Verhalten über den erlaubten Zusatzgewinn (Cappreis – Floorpreis), möglich
- **begrenzt Liquiditätsrisiko, sofern die Basis auf Jahresmarktwerte beruht**

## Fazit

- **Aus unserer Sicht wäre diese Option 1 umsetzbar**, aber ...
- ... weitere Optimierungen (z.B. zeitgleiche Einführung einer Mengenabsicherung, Abschöpfung reale Erlöse) sind anzudenken, um erhebliche Vorteile für die Volkswirtschaft und die Energiewende zu gewinnen.
- **Aber:** vom **BMWK** „nicht weiter verfolgt“ ...



# Option 2: CfD ohne Marktwertkorridor

## Ausgestaltung

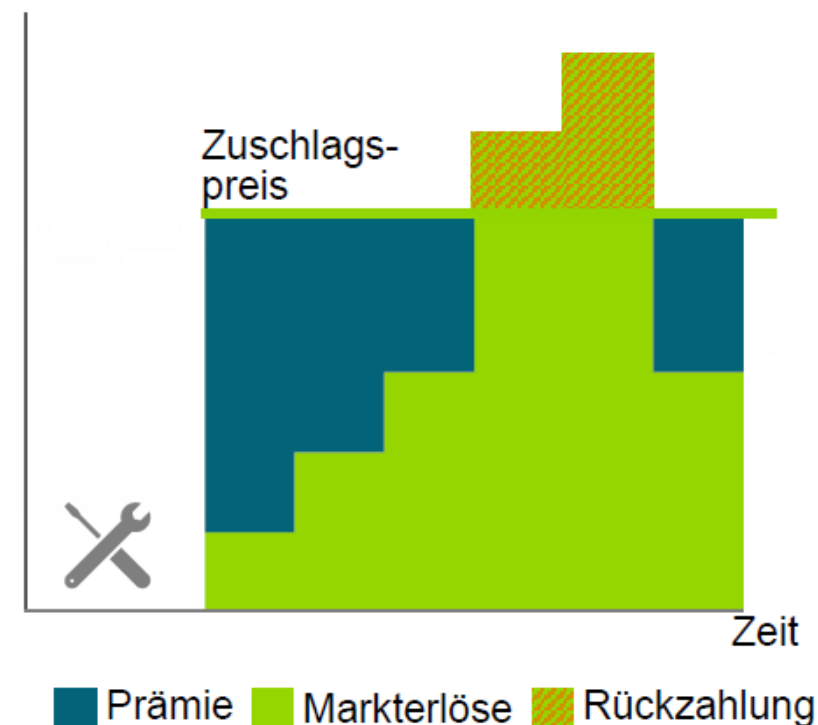
- **Förderung**, wenn Referenzmarktpreis < anzulegender Wert
- **Rückzahlung**, wenn Referenzmarktpreis > anzulegender Wert
- **Markterlöse sind fiktiv**, da davon ausgegangen wird, dass man den mittleren Marktwert erreicht, was 50% der Mengen nicht erreichen können!

## Wirkung

- Wirkt bei Marktwerten unterhalb des Cap genauso wie heutige Marktprämie
  - → Kein zusätzliches Risiko kurz- und mittelfristig erwartet, da Studien von Marktwerten deutlich unterhalb der EEG-Vergütung sehen
- keine Absicherung gegen Mengenrisiken (Wetter, negative Preise, usw.)
- Investitionen in markt- und netzdienliches Verhalten kaum möglich
- **begrenzt**es Liquiditätsrisiko, sofern die Basis auf Jahresmarktwerte beruht

## Fazit

- Aus unserer Sicht wäre auch Option 2 umsetzbar, auch wenn Optimierungen anzudenken wären.
- **Dennoch: Option 2 wäre ungünstiger als Option 1, da hier der sinnvolle ergänzende Marktwertkorridor zur Risikominimierung und Finanzierung von Investitionen fehlt.**



# Option 3: Produktionsunabhängiger doppelter CfD

## Ausgestaltung

- Ähnlich Option 1 und 2 auf dem Ausgleich / Rückzahlung über eine Marktprämie. Keine Aussage seitens des BMWK ob mit / ohne Marktwertkorridor ausgestaltet.
- **Zentraler Unterschied:** Während die Auszahlung vom Direktvermarkter (Marktwert) auf Basis der realen Einspeisung basiert, wird die Marktprämie auf Basis einer fiktiven Einspeisung berechnet. → **doppelt fiktiver Ansatz!**

## Wirkung

- Unterschiedliche Basis der Zahlungsströme führt zu Risiken in den Finanzierungen, da beide Zahlungsströme nicht immer die EEG-Vergütung darstellen.
  - Mengen- und somit auch Förderrisiko führt zu höheren Finanzierungskosten. Problematik sinkender Marktwerte bei älteren Parks!
- Erheblicher Umstellungsaufwand mit vielen notwendigen Korrekturmaßnahmen
- Wenn auf Jahresmarktwerte beruhend führt dies zu nochmals erhöhten Risiken, da Fehler im 19. oder 20. Betriebsjahr nicht ausgleichbar

## Fazit

- **Option 3 deutlich aufwendiger** als Optionen 1 und 2, da Korrekturfaktoren (u.a. auch für schlechtere Standortgüten) notwendig sind.
- Zusätzlich entstehen Mengendifferenzen, welche zu höheren Kosten in der Finanzierung führen dürfte.
  - BEE-Analyse von über 100 Windparks deutschlandweit zeigt: selbst unter optimalen Bedingungen (Referenz: gleicher Standort, gleicher Anlagentyp, gleiche Nabenhöhe, gleiche Windgeschwindigkeit) würde es zu erheblichen Mengendifferenzen kommen.

► Aufgrund der deutlich erhöhten Risiken und des zusätzlichen Aufwands: **BEE lehnt Option 3 ab**

# Option 4: Produktionsunabhängiger CfD (financial CfD)

## Ausgestaltung

- Basiert auf fester stündlichen Kapazitätzahlung (€/MW) und einer Zahlung der fiktiven stündlichen Markterlöse an den Staat.
- **Aber:** Errechnung der fiktiven stündlichen Markterlöse basiert nicht auf der realen Einspeisung. → **doppelt fiktiver Ansatz!**

## Wirkung

- Während die stündliche Zahlung begrenzt ist (ca. 20 €/MW) können die Spotpreise auch bis zu 4.000 €/MWh betragen.
  - → Bei Anlagenausfall oder Parkverschattungen kann man deutlich mehr verlieren als die eigentliche Prämie
  - → Erhebliche Risiken in den Finanzierungen, da Risiko nicht nur abhängig von der Mengendifferenz sondern vor allem auch der Spotpreise. Niemand kann über mehrere Jahre selbst die mittleren Spotpreisniveaus vorhersagen.
  - → Eigenverbrauchsmodelle bzw. NVP-Überbauung sind aufgrund der größeren Mengenrisiken kaum abbildbar.
- Mengen- und Preisrisiko führen zu höheren Finanzierungskosten, höheren Eigenkapitalquoten, geringeren Finanzierungszeiträumen.

## Fazit

- Derzeit **vom BMW präferiert – Doch:** Aus Sicht der Erneuerbaren birgt **Option 4 die mit Abstand meisten Risiken für die Energiewende.**
- BEE-Analyse: selbst unter optimalen Bedingungen würde es zu erheblichen Mengendifferenzen (5 – 25%) kommen.
- Bewertet mit dem Spotpreis (2022) würden die Windparks im Mittel ca. 40% der Kapazitätzahlung wieder zurückzahlen. Wobei es bei einigen Windparks nur 5% und bei anderen über 100% wären.
- **Klare Risiken:** weniger Akteursvielfalt, höhere Risiken, mehr Flächenbedarf (Ziel: geringe Parkverschattung), langsamer Ausbau

► Aufgrund der deutlich erhöhten Mengen- und Preisrisiken und der Gefahr für die Energiewende: **BEE lehnt Option 4 ab**

# BMWK-Optionenpapier „Strommarktdesign der Zukunft“ – Duplikat. Info, warum wir was nicht wollen. Unsere Analyse hat gezeigt...

Das BMWK hat vier Finanzierungsoptionen für den zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien vorgestellt. Diese Optionen haben verschiedene Chancen und Risiken für Projektierer, Betreiber, und Finanzierer.

Produktionsabhängige Modelle	
Option 1	Option 2
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag  = produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzvertrag (CfD), der durch einen Marktwertkorridor ergänzt wird	Produktionsabhängiger zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor  = CfD ohne Marktwertkorridor

Produktions <u>un</u> abhängige Modelle	
Option 3	Option 4
Produktions <u>un</u> abhängiger CfD, bei dem die Refinanzierung unabhängig von der tatsächlichen Produktion erfolgt	Kapazitätzahlung mit produktions <u>un</u> abhängigem Refinanzierungsbeitrag

**PILOT**

**Option 4 wird derzeit vom BMWK präferiert. Sie stellt einen grundlegenden Systemwechsel dar.**

# Agenda

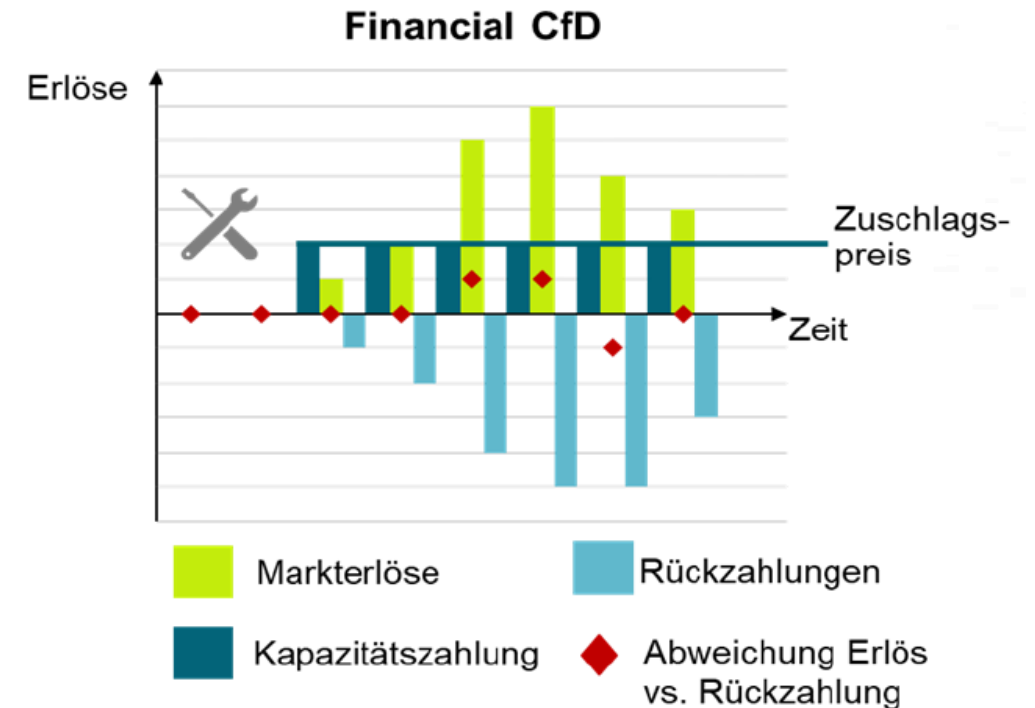
1	Aktuelle Marktlage und potenzielle Entwicklung
2	Lösungsvorschlag Mengenförderung
3	Finanzierungsmodelle auf Basis des PKNS Prozesses
4	Besonderheit potenzialbasierte CfD am Beispiel des financial CfD
	Vorstellung der Ergebnisse im „optimalen Fall“ aus über 100 Windparks über 3 Jahre
	Sensitivität der Ergebnisse falls vom „optimalen Fall“ abgewichen wird
	Potenzielle Korrekturfaktoren – und warum sie hierbei nicht helfen

# Financial CfD

## Grundverständnis des Modells am Beispiel Wind

### Ausgestaltung

- Staat zahlt an Betreiber eine feste **stündliche Kapazitätsprämie**, während Betreiber an Staat stündliche Spotmarkterlöse aus einer **Referenzerzeugung** zahlt
- Als Referenzanlage soll pro Bundesland:
  - Ein Anlagenstandort
  - Ein Anlagentyp
  - Eine Nabenhöhe verwendet werden.
  - Es werden in der Referenzanlage die theoretische Einspeisung anhand eines Wettermodells ohne Verluste (keine Abschattungseffekte, keine Stillstände, keine Störungen, usw.) verwendet
    - **der eigentliche Standort, Anlagentyp, Nabenhöhe wird in seiner Realität davon abweichen**
- Die entstehenden Mengendifferenzen (positiv wie negativ) werden mit dem stündlichen Spotpreis (minimum = 0 €/MWh) bewertet und führen zu entsprechenden Zahlungsströmen (→ Preisrisiko)
- Über ein „Korrekturfaktor“ sollen die sich ergebenden Preisrisiken abgemildert werden.



$$\text{Zahlung an den Staat}_t = \text{Day-Ahead Strompreis}_t \times \text{Referenzerzeugung}_t$$

$$\text{Netto-Erlös}_t = \text{Reale Erlöse}_t + \text{Zahlung an den Erzeuger}_t - \text{Zahlung an den Staat}_t$$

# Erläuterung der Herangehensweise

## Herangehensweise

- Der BEE analysiert aktuell über 100 Standorte über das gesamte Bundesgebiet
- Fast alle Möglichkeiten der Kombinationen (Einzelanlage/Windpark, hohe/niedrige Nabenhöhe, Stark- / Schwachwindanlage, BIMSCH-Auflage ja/nein, usw.) werden so abgebildet
- Berechnung basiert auf dem **BESTEN** Referenzstandort
  - Gleicher Standort wie Windpark
  - Gleiche Nabenhöhe wie Windpark
  - Gleicher Anlagentyp wie Windpark
  - Gleiche unverschattete gemessene Windgeschw.
- Differenz theoretische Einspeisung (Umrechnung  $v$  in  $P$  über Leistungskennlinie) vs. Realer Einspeisung. Delta wird mit dem stündlichen Spotpreis bewertet



# Betrachtung des optimaler Falls zur Wirkung von Financial CfD

Innerhalb der nachfolgenden Beispielstandorte wird der „**optimale**“ **Fall simuliert**. Dabei geht es darum, das im eigentlichen Vorschlag des Financial CfD vorgesehenen ist räumlich zu den eigenen Anlagen gesetzten Referenzstandorten mit potenziell anderen Nabenhöhen bzw. anderen Anlagentypen zu nutzen.

Es wird daher auf Basis der 10 Minutendaten die Windgeschwindigkeit der eigenen Anlage umgerechnet mit der eigenen Anlagenleistungskennlinie des jeweiligen Herstellers. Im Anschluss wird die sich daraus ergebende stündliche Einspeisung mit der realen Einspeisung des Windparks verglichen.

Somit stellen nachfolgende Berechnungen weitestgehend nur Abweichungen dar, welche sich aus folgenden Punkten beziehen:

- Anlagenstillständen und Anlagenreduktionen (Begehung, Wartung, Störung, BIMSCH Auflagen)
- Leistungskennlinienabweichungen (bezogen zur Herstellerleistungskennlinie)
- Interne Verschattungseffekte

# Mengenabweichung des gesamten Portfolios

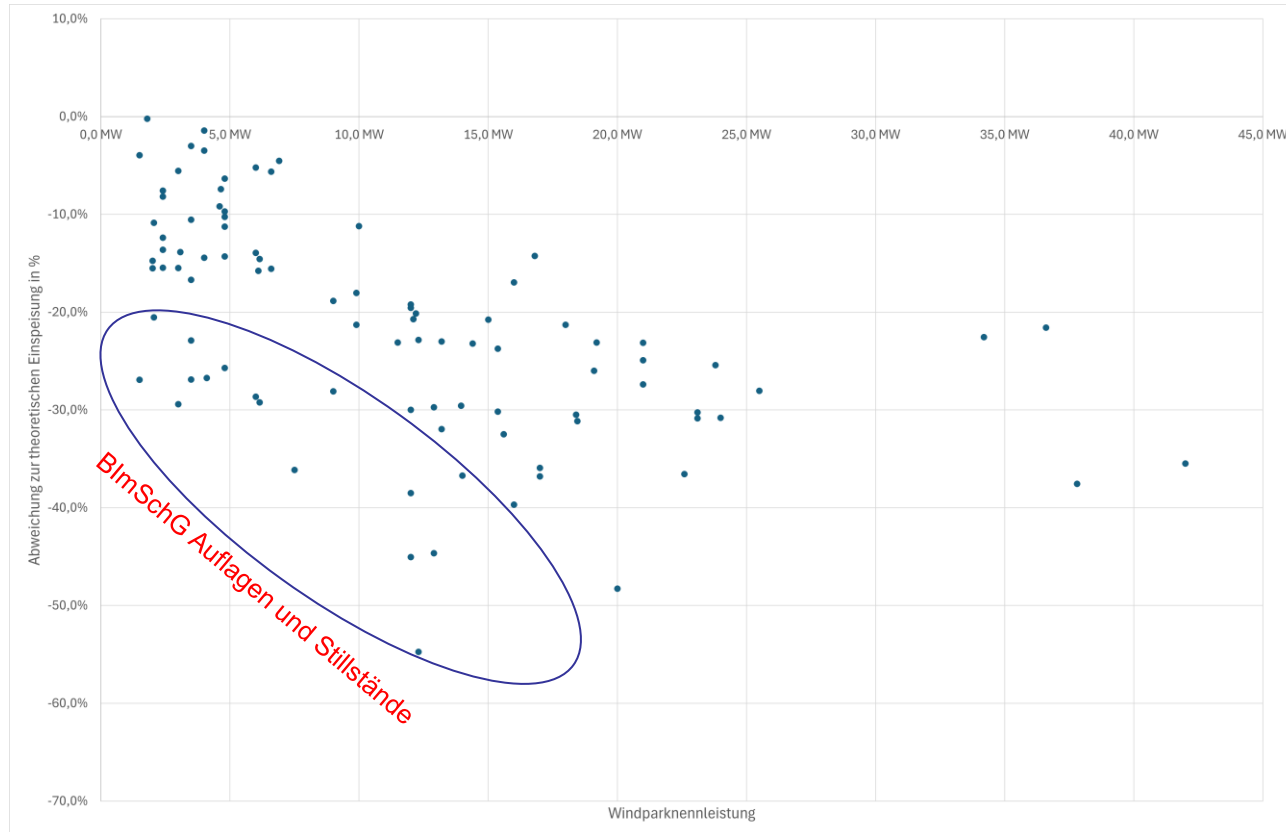
Jahr	Produktions- potenzial in MWh	Mittlere Rel. Mengenabweichung
2021	26.723	- 20,1 %
2022	29.993	- 21,2 %
2023	33.274	- 19,9 %

Der Mittelwert der errechneten Einspeisung beschreibt das Produktionspotenzial des Windparkportfolios unter optimalen Bedingungen. Dies kann als Indikator für das jeweilige Wetterjahr gesehen werden.

Produktionspotenzial steigt von Jahr zu Jahr. 2021 somit das schlechteste und 2023 das beste Windjahr.

**Die mittlere Mengenabweichung bleibt unabhängig vom Produktionspotenzial über die drei Jahre konstant.**

# Mengenabweichung des gesamten Portfolios



Relative Mengenabweichung über der Nennleistung der Windparks.

**Die Mengenabweichung nimmt mit der Nennleistung zu.**

Dies ist auf eine **zunehmende interne Abschattung, Abweichungen der Leistungskennlinie, BImSchG Auflagen und Stillständen der Anlagen** zurückzuführen.

Ab einer Leistung von **10MW ist ein Abflachen der Mengenabweichung** zu erkennen. Dies ist auf die **geringere Zunahme der Abschattungseffekte** zurückzuführen.

# Abweichung vom Financial CfD

Jahr	Abweichung zum Financial CfD	Strompreisniveau
2021	- 21 %	96,85 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
2022	- 54 %	235,45 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
2023	- 24 %	95,18 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$

Die Abweichung vom Financial CfD beschreibt den Anteil der Kapazitätsprämie, **welche zusätzlich zu den Erlösen am Day Ahead Markt** aufgebracht werden müssen, um den Zahlungsverpflichtungen nachkommen zu können.

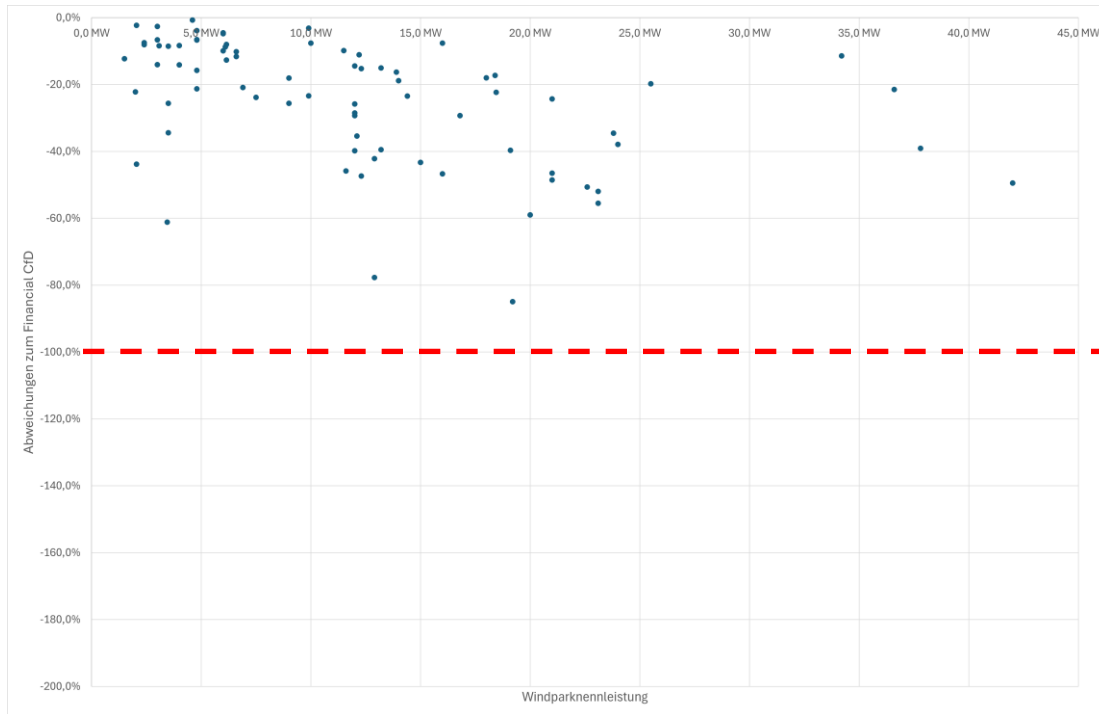
Die mittlere **Mengenabweichung ist über die Jahre konstant**. Demnach hängt die **Abweichung von Financial CfD von der Bewertung der Mengenabweichung mit dem Strompreis ab**.

Folglich haben wir in Jahren mit einem **hohen Strompreisniveau wie 2022 eine hohe Abweichung vom Financial CfD von über 50%**.

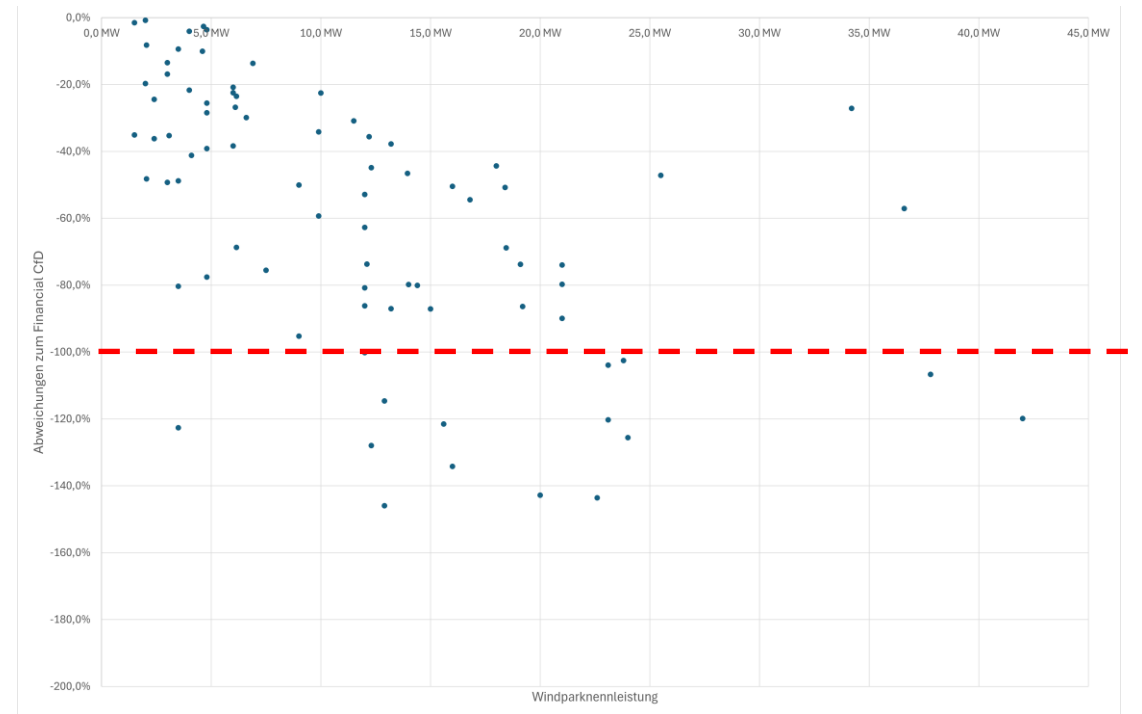
**Ein Betreiber müsste in einem solchen Jahre demnach mehr als die Hälfte seiner sicheren Erlöse zurückzahlen.**

# Abweichung zum Financial CfD

## Abweichungen zum Financial CfD 2021

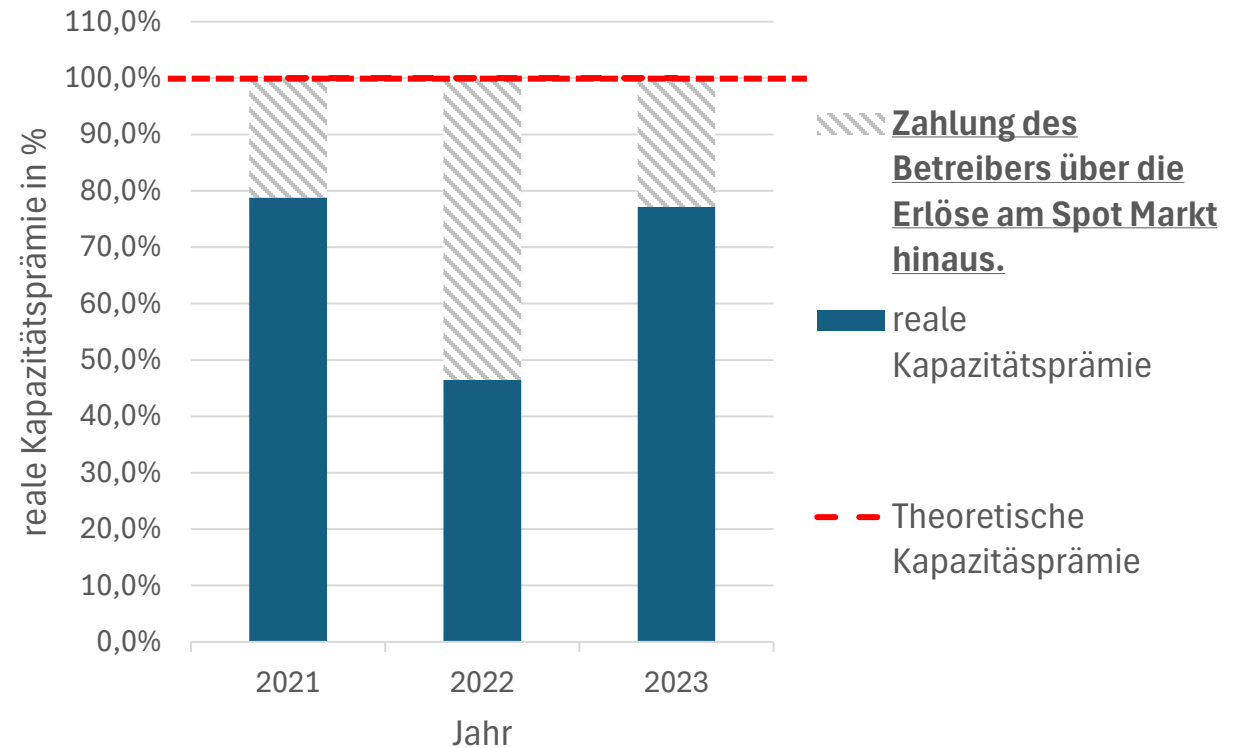
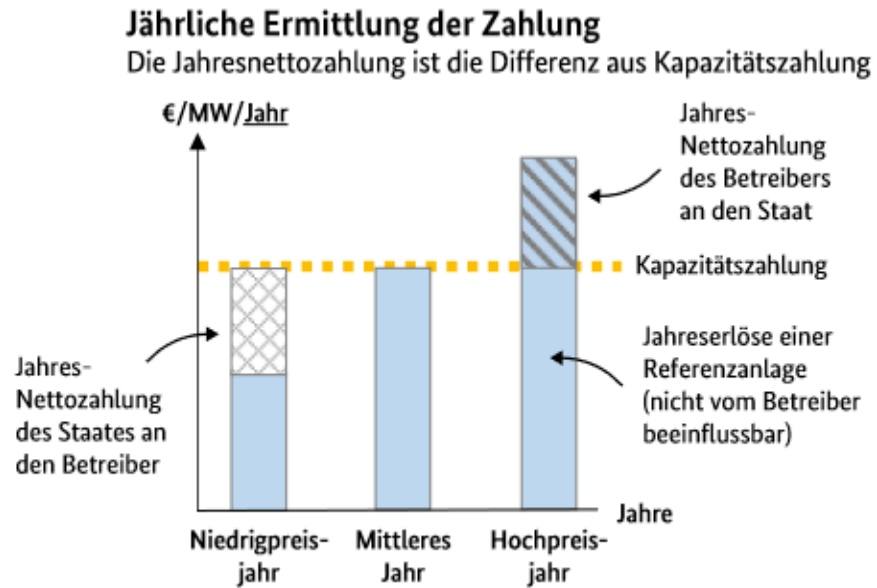


## Abweichungen zum Financial CfD 2022



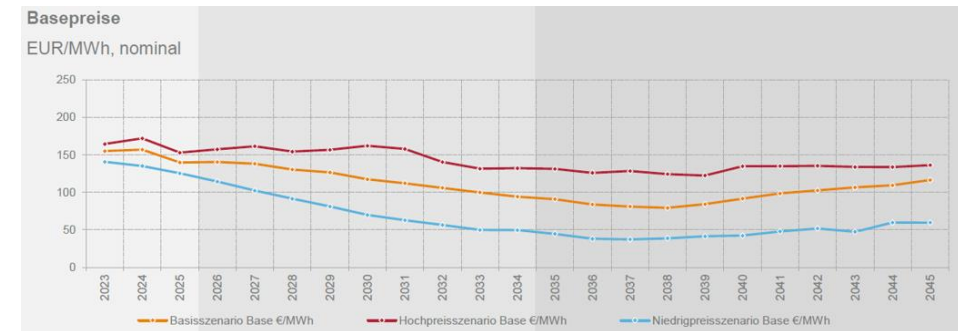
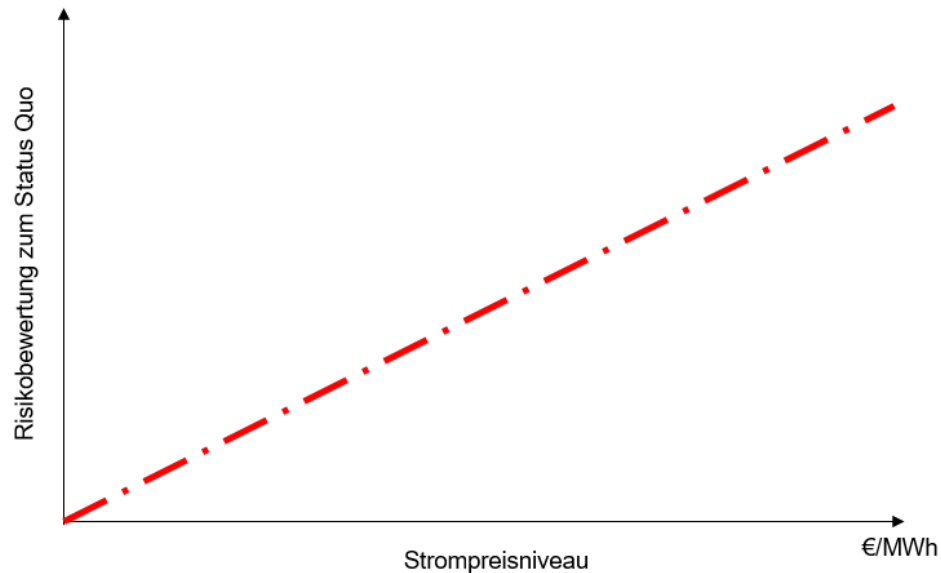
**Verlauf der Abweichung zum Financial CfD ähnlich, jedoch skaliert durch das Strompreisniveau des jeweiligen Jahres.**

# Theorie vs. Realität



# Abgeleitetes Analyseergebnis

## Das Risiko ist abhängig zum jeweiligen Spotpreisniveau



Es wird aufgrund der Rückzahlungsstruktur am Spotpreis klar, dass zur Risikobewertung nicht nur die Differenzmengen sondern auch die Spotpreise (bzw. Spotpreisniveaus) über die Förderdauer bekannt sein müssen.

# Agenda

1	Aktuelle Marktlage und potenzielle Entwicklung
2	Lösungsvorschlag Mengenförderung
3	Finanzierungsmodelle auf Basis des PKNS Prozesses
4	Besonderheit potenzialbasierte CfD am Beispiel des financial CfD
	Vorstellung der Ergebnisse im „optimalen Fall“ aus über 100 Windparks über 3 Jahre
	Sensitivität der Ergebnisse falls vom „optimalen Fall“ abgewichen wird
	Potenzielle Korrekturfaktoren – und warum sie hierbei nicht helfen

# Variieren der Distanz zur Referenzanlage

In der folgenden Analyse wird nun vom Optimalfall der Referenzanlage im eigenen Windpark abgewichen. Dabei wurde zunächst **nur eine der Variablen**, die Entfernung zum Windpark, variiert.

Weiterhin wurde der Anlagentyp des jeweiligen Windparks berücksichtigt und die Nabenhöhe auf einem Niveau von  $\pm 10\text{m}$  belassen. Die maximale Entfernung zur Referenzanlage wurde auf 160km begrenzt.

Nun wurde berechnet, welche Mengenabweichung durch die Entfernung zusätzlich zu erwarten ist.

# Übersicht

Zur Analyse wurden die Windparks in Cluster eingeteilt (hier farblich unterschieden).

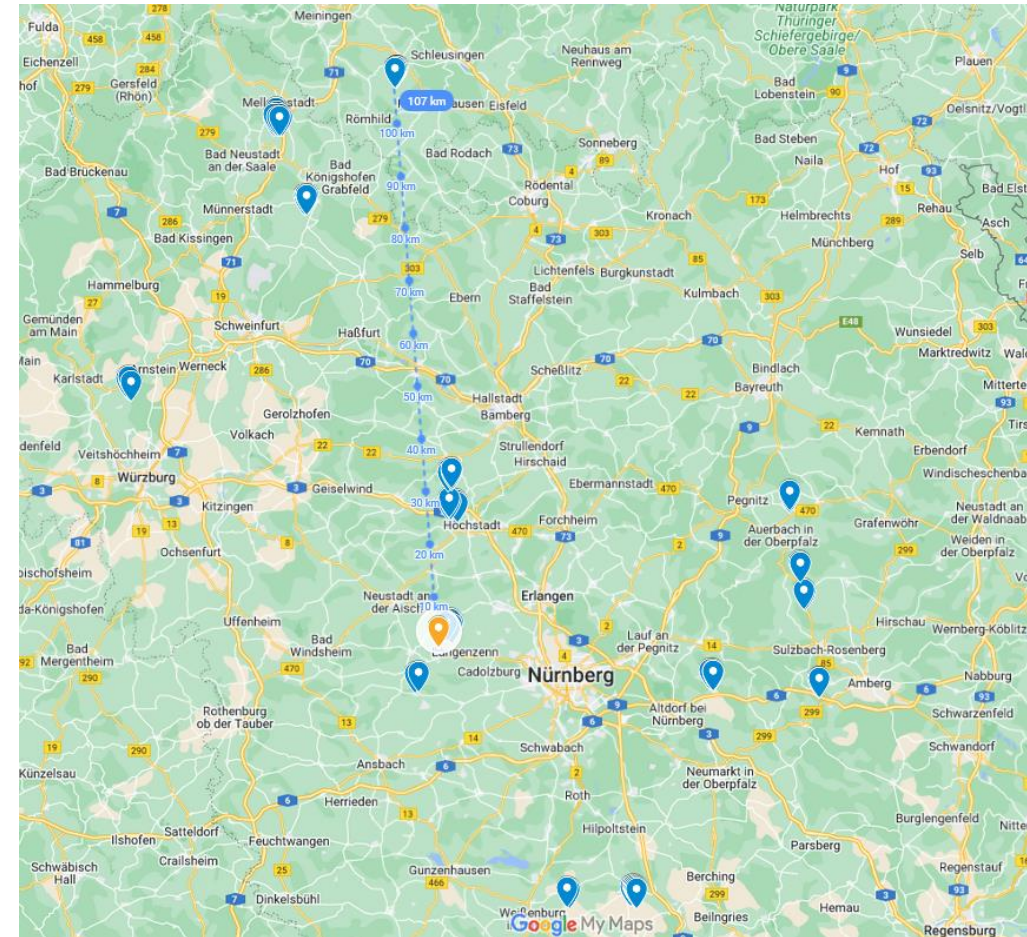
In jedem Cluster wurden nur Anlagen ausgewählt, welche +/- 10 m Nabenhöhen Unterschied untereinander aufweisen.



# Beispiel Standort 1: Nürnberg

Referenzstandort Orange und  
dazugehörige Windparkstandorte blau.

Die Standorte befinden sich in einer  
maximalen Entfernung von 106km zum  
Referenzstandort und haben eine  
Nabenhöhe von 128m bis 148m.

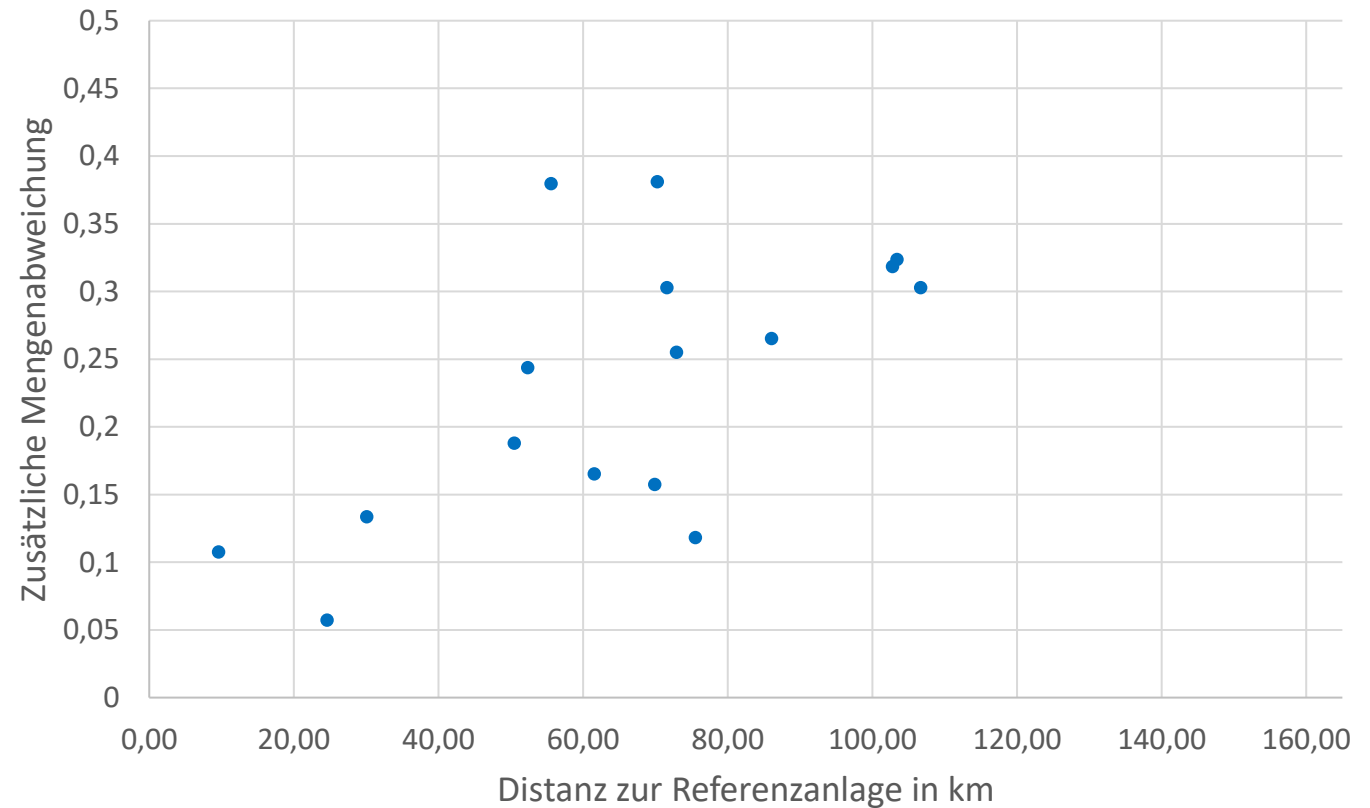


# Beispiel Standort 1: Nürnberg

Erkennbar ist eine **zunächst linear ansteigende zusätzliche Mengenabweichung** mit zunehmender Entfernung zur Referenzanlage.

Schon bei wenigen Kilometern Entfernung kann eine zusätzliche Abweichung von mehr als 10 % auftreten.

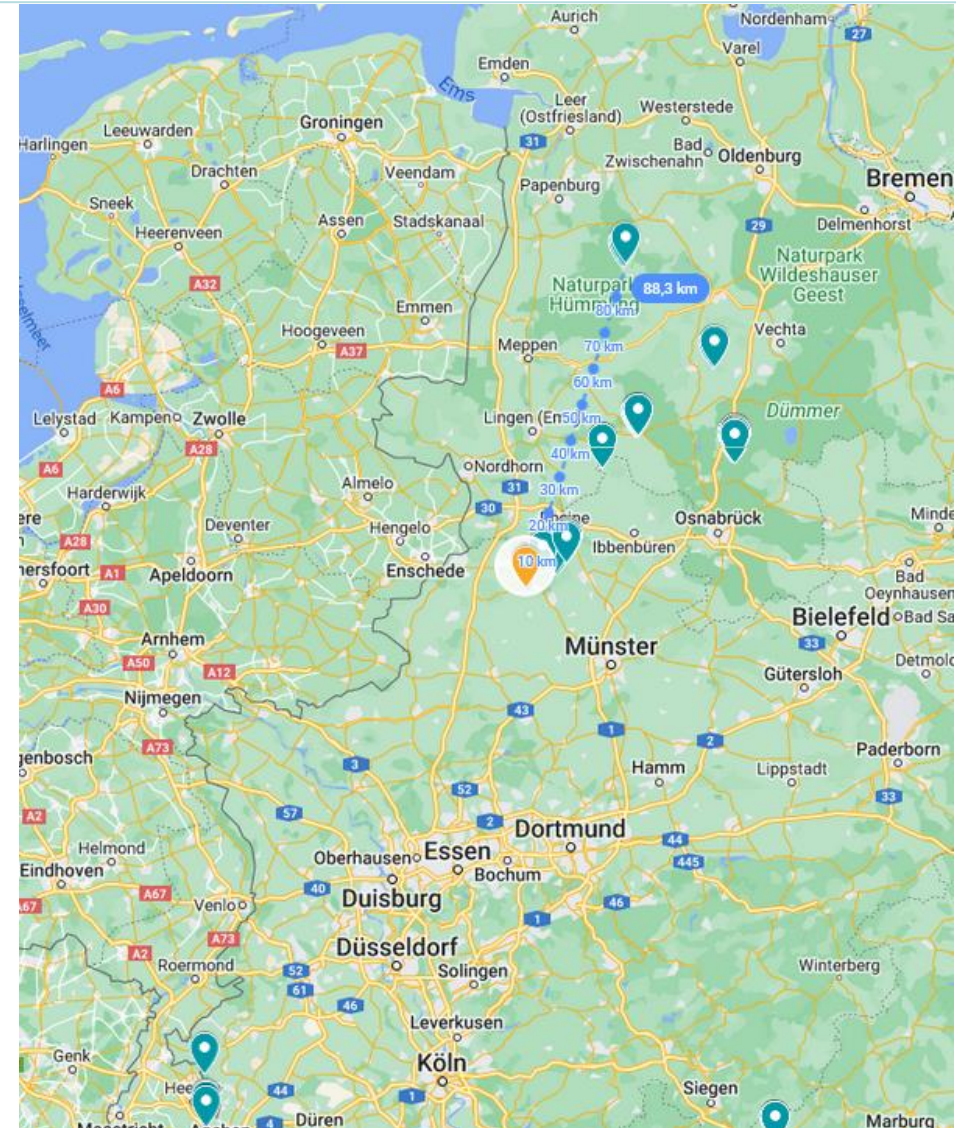
**Die maximale zusätzliche Abweichung liegt bei über 35%.**



# Beispiel Standort 2: Münster

Referenzstandort Orange und dazugehörige  
Windparkstandorte blau.

Die Standorte befinden sich in einem maximalen  
Abstand von 145km zum Referenzstandort und  
haben eine Nabenhöhe von 124m bis 144m.

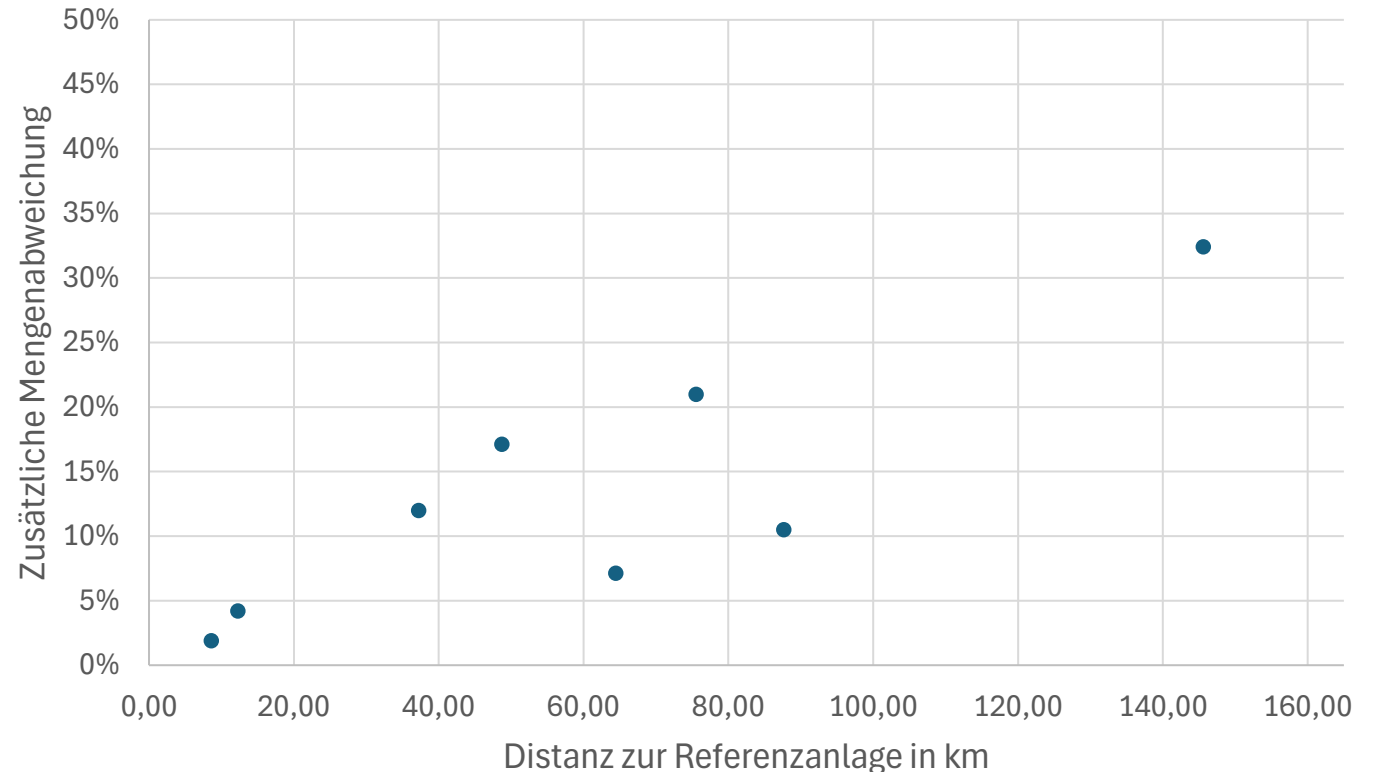


# Beispiel Standort 2: Münster

Erkennbar ist auch hier eine zusätzliche Mengenabweichung, die mit zunehmender Entfernung von der Referenzanlage linear zunimmt.

Im Vergleich zum Standort Nürnberg ist der **Verlauf der Kurve flacher**.

Die **maximale zusätzliche Mengenabweichung von 32 %** wird erst bei deutlich größerer Entfernung erreicht.

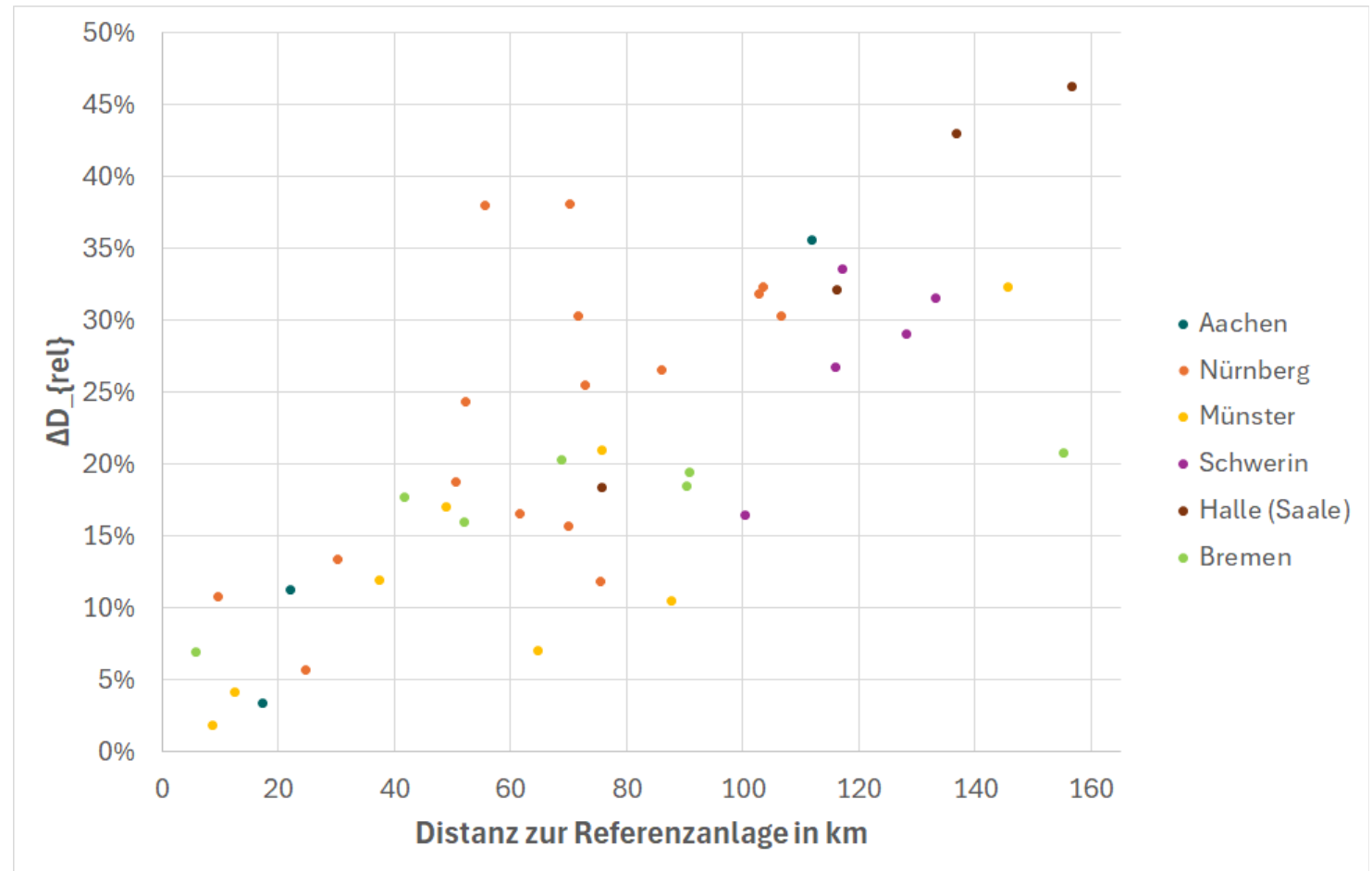


# Variation der Distanz zur Referenzanlage

Betrachtet man alle Regionen übereinander, so ergibt sich ein sehr klares Bild, welchem einem linear ansteigenden Rahmen mit der Entfernung entspricht.

In alle Regionen **steigt die zusätzliche Abweichung mit der Distanz zum Referenzstandort.**

Auffällig sind dabei die Ausreißer des Standortes Nürnberg, welche wahrscheinlich durch topografische Gegebenheiten entstehen.



Innerhalb des Financial CfD kann es, **selbst unter optimalen Rahmenbedingungen** (gleicher Anlagentyp, gleiche Nabenhöhe, gleicher Standort, usw.) **zu erheblichen Abweichungen** zwischen errechneter Einspeisung und realer Einspeisung **kommen**. Dies liegt vor allen an den nicht berücksichtigten Abschattungen, Abschaltungen, Auflagen (z.B. Nachtabschaltung), Störungen oder auch der „Leistungskennlinienproblematik“ innerhalb der Referenzanlage.

In Zeiten, in denen die Strompreisniveaus entsprechend hoch liegen, können für die Betreiber selbst unter optimalen Rahmen der Referenzanlage **Rückzahlungen entstehen, die größer sind als die GESAMTEN Erlöse aus dem Spotmarkt UND die GESAMTEN Erlöse aus der Kapazitätsprämie UND darüber hinaus.**

**Jede Abweichung vom Optimalfall hätte eine zusätzliche Mengenabweichung zur Folge und erhöht das Erlösrisiko erheblich.**

# Agenda

1	Aktuelle Marktlage und potenzielle Entwicklung
2	Lösungsvorschlag Mengenförderung
3	Finanzierungsmodelle auf Basis des PKNS Prozesses
4	Besonderheit potenzialbasierte CfD am Beispiel des financial CfD
	Vorstellung der Ergebnisse im „optimalen Fall“ aus über 100 Windparks über 3 Jahre
	Sensitivität der Ergebnisse falls vom „optimalen Fall“ abgewichen wird
	Potenzielle Korrekturfaktoren – und warum sie hierbei nicht helfen

# Wesentliche Grundlage für einen Korrekturfaktor

- Das Problem zwischen der fiktiven und realen Einspeisung trifft ALLE Windparks, wie in der Analyse von über 100 Windparks in Deutschland gezeigt. Ein Korrekturfaktor sollte daher
  - zwingend auch für ALLE Windparks eine Verbesserung darstellen,
  - Keine Verschlechterungen bringen
  - Nicht abhängig in seinem Nettowirken von äußeren Einflüssen (z.B. Spotpreisniveau) sein
  - Langfristig stabil sein und nicht geändert werden

# Korrekturfaktor auf Basis der Standortgüte im Windbereich

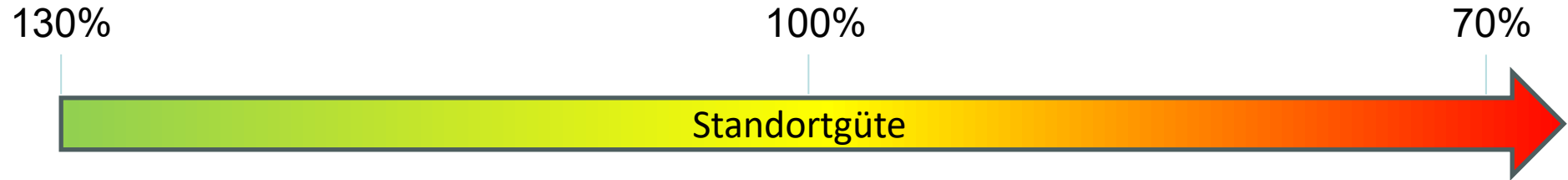
## Vereinfachter Ansatz:

Basierend auf der Standortgüte (Prozentsatz), wird eine einheitliche Skalierung sowohl der Kapazitätsprämie als auch der stündlichen fiktiven Referenzeinspeisung vorgenommen.

## Erstanalyse:



- Es handelt sich hier um eine Skalierung eines fixen Rahmens (Kapazitätsprämie) gegenüber einer Veränderung eines variablen Rahmens (Differenzmenge bewertet mit Spotpreis).
  - ➔ Mathematisch nachweisbar das „break-even-Point“ entsteht. Korrekturfaktor kann abhängig von der Veränderung des variablen Rahmentheils positiv **ODER** negativ auf das Ergebnis sich auswirken
- Standortgüte eines Windparks basiert **IMMER** auf einer Referenz ggü. einem Standort mit mittlere Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf 100 m.
  - ➔ Besitzt die Referenzanlage im financial CfD einen besseren Standort, wird dieser Offset nicht ausgeglichen. (Beispiel Vogelsberg in Hessen vs. Windhöffigkeitsmittel in Hessen)
- Aufgrund des umgedrehten Vorzeichens zwischen Standortgüten unterhalb bzw. oberhalb von 1 wirken sich die Ergebnisse bei einem Spotpreisjahr für eine der Seiten positiv und für die andere negativ aus.
- Bei bestimmten Windparks (Standortgüte nahe 1) hat der Korrekturfaktor keinen Effekt
- Aufgrund unterschiedlicher Einspeisungsrahmen haben zwei Windparks mit gleicher Standortgüte ein unterschiedliches Risikopotenzial

# Schematische Darstellung der Erstanalyse



Veränderungen ggü. Referenz ohne Korrekturfaktor

<b>Kapazitätsprämie</b>	steigend	neutral	fallend
<b>Minder Mengen</b>	steigend	neutral	fallend

<b>Effekt bei Spotpreisniveaus?</b>	hoch			hoch
	niedrig			niedrig

# Fazit zum angedachten Korrekturfaktor auf Basis der Standortgüte

## Der Ansatz erfüllt keines der vorab definierten Ziele eines Korrekturfaktors!

- Für Windparks mit einer Standortgüte nahe 1 ist der Faktor wirkungslos und führt somit nicht zu einer Behebung des Problems
- Es kann gezeigt werden, dass z.B. für einen sehr guten Standort (z.B. 120% Standortgüte) bei entsprechend **hohen Spotpreisniveaus** der Nettoeffekt des Korrekturfaktors sich negativ auf das Gesamtergebnis des Windparks auswirkt
- Es kann gezeigt werden, dass z.B. für einen schlechten Standort (z.B. 70% Standortgüte) bei entsprechend **niedrigen Spotpreisniveaus** der Nettoeffekt des Korrekturfaktors sich negativ auf das Gesamtergebnis des Windparks auswirkt
  - Somit würde bei einem gegebenen Spotpreisniveau die eine Seite „gewinnen“ und die andere „verlieren“
  - Der Korrekturfaktor wäre zudem abhängig vom Spotpreisniveau und somit sein Wirken auf das Ergebnis eines Windparks nicht mittel- bzw. langfristig planbar
    - Es ist nicht möglich, selbst das mittlere Strompreisniveau, für die kommenden 3 bis 5 Jahre vorherzusagen. Geschweige denn für einen Zeitraum von 20 Jahren
    - Dieser Fakt wird sich auch nicht über die Zeit ändern („kein Einrücken“ des Problems über die Zeit)

# Weitere Potenzielle Korrekturfaktoren weisen ebenfalls weitere Probleme auf

Korrekturfaktor	Vorteil	Nachteil
Keine Zahlung in Zeiten von längeren Stillständen	- Positiv für die AB da entsprechende Minderungen abgemildert werden	- AB würden vermutlich erkennen ab welchem mittl. Strompreisniveau in einer Woche es sich nicht lohnt einzuspeisen und entsprechend abregeln → Verzerrung im DAY Ahead
Einbeziehung von internen Abschattungseffekten	Vermutlich weniger Minderungen	- Abschattungseffekte sind extrem Windrichtungsabhängig!. - Selbst unter eine Jahresenergiemenge von „0“ würde sich das Wiederverkäuferrisiko ergeben. → Abschwächung des Claw Back mechanism
Einbeziehung von pauschalen Abschattungseffekten	Vermutlich weniger Minderungen	- AB würde entsprechend nur noch Anlagen bauen die nicht höheren Abschattungseffekt haben. → Abschwächung des Claw Back mechanism → Höherer Flächenbedarf
Referenz Portfolioeinspeisung		- Schlechtere Standorte würden gar nicht erschlossen → Hotspot Herausforderung im Netz → Manipulationsmöglichkeit
Höherer Höchstwert in den Ausschreibung	Kosten würden gedämpft	- Ist nur ein fixer Wert, dem ein dynamisches Risiko (Spotpreisjahr) entgegensteht. → Abschwächung des Claw Back mechanism → Höherer Flächenbedarf für geringere Abschattungseffekte → Wird das Problem nicht lösen

# BMWK-Optionenpapier „Strommarktdesign der Zukunft“ – Duplikat. Info, warum wir was nicht wollen. Unsere Analyse hat gezeigt...

Das BMWK hat vier Finanzierungsoptionen für den zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien vorgestellt. Diese Optionen haben verschiedene Chancen und Risiken für Projektierer, Betreiber, und Finanzierer.

Produktionsabhängige Modelle	
Option 1	Option 2
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag  = produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzvertrag (CfD), der durch einen Marktwertkorridor ergänzt wird	Produktionsabhängiger zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor  = CfD ohne Marktwertkorridor

Produktions <u>un</u> abhängige Modelle	
Option 3	Option 4
Produktions <u>un</u> abhängiger CfD, bei dem die Refinanzierung unabhängig von der tatsächlichen Produktion erfolgt	Kapazitätzahlung mit produktions <u>un</u> abhängigem Refinanzierungsbeitrag

**PILOT**

**Option 4 wird derzeit vom BMWK präferiert. Sie stellt einen grundlegenden Systemwechsel dar.**

# Die 10 Gebote einer sinnvollen Ausgestaltung eines CfD-Förderrahmens

## Sinnvolle Ausgestaltung

1. Abschöpfung nach realen Erlösen
2. Monatliche Basis der Abschöpfung
3. Benötigter Cap & Floor mit Puffer
4. Berücksichtigung von Kostensteigerungen
5. Eigenverbrauch berücksichtigen
6. Wechselmöglichkeiten für EE
7. Herausnahme von Kleinanlagen (deminimis Regel)
8. Vereinfachte „0“ Meldungen
9. Abschöpfung nicht bei ausgeförderten Anlagen
10. Umstellung zeit- in eine mengenbasierte Absicherung

## Ziel

1. Vermarktung an allen Märkten möglich (u.a. PPA)
2. Geringe Liquiditätspuffer notwendig
3. Markt- und netzdienliche Investitionen möglich
4. Reduzierung von Finanzierungsrisiken und -kosten
5. Akteursvielfalt beibehalten, Akzeptanzsteigernd
6. Alle Märkte beispielbar machen
7. Aufwand reduzieren
8. Unnötigen Mehraufwand verhindern
9. Längere Betriebslaufzeiten von Altanlagen
10. Verhinderung negativer Strompreise, einfachere und risikoärmere Finanzierung.

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

## **Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.**

German Renewable Energy Federation

Dr. Matthias Stark

Leiter Erneuerbare Energiesysteme

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

Tel 030 275817022

Mobil 0151 17123012

E-Mail [Matthias.Stark@bee-ev.de](mailto:Matthias.Stark@bee-ev.de)

[www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de)

