



Übersicht über das Optionspapier des BMWK Welche Fördermodelle sind sinnvoll?

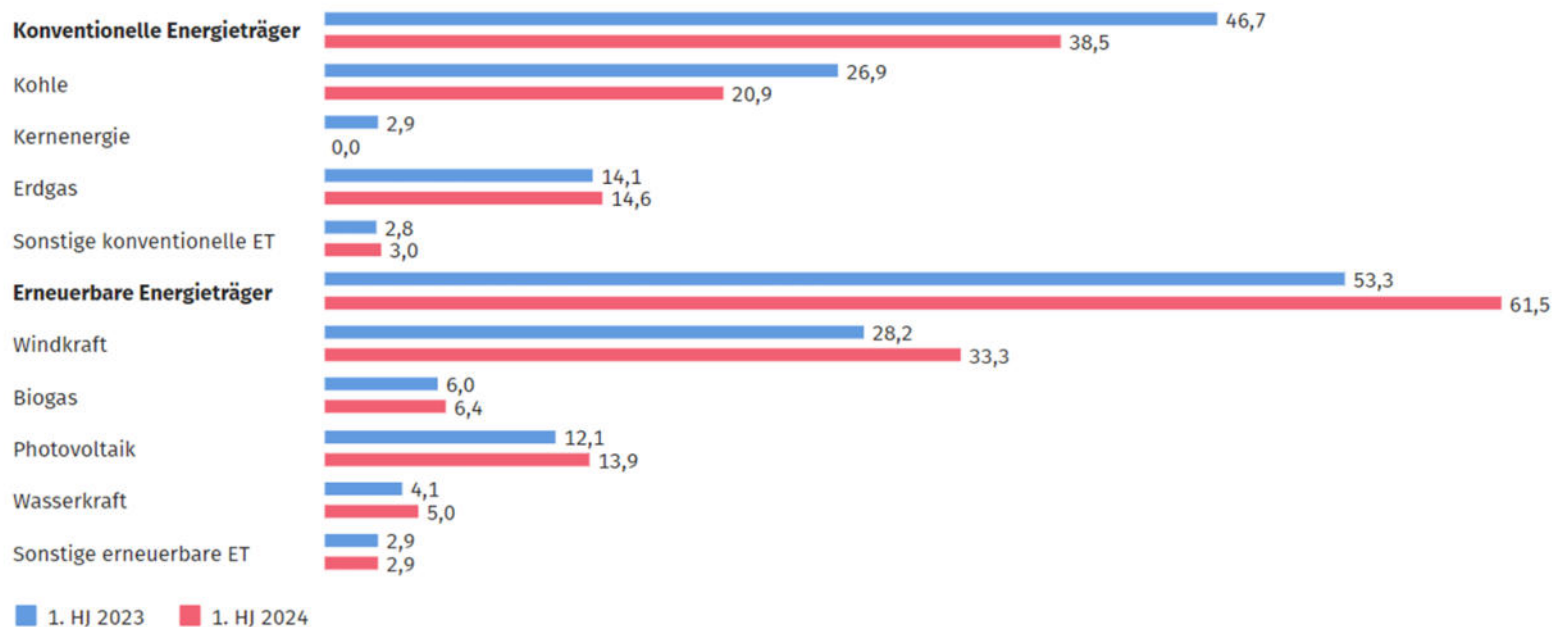
Dr. Matthias Stark
Leiter Erneuerbare Energiesysteme
des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V.



Erneuerbare Energien übertreffen die Stromproduktion der fossilen Energien deutlich

Stromeinspeisung durch konventionelle und erneuerbare Energieträger

in %



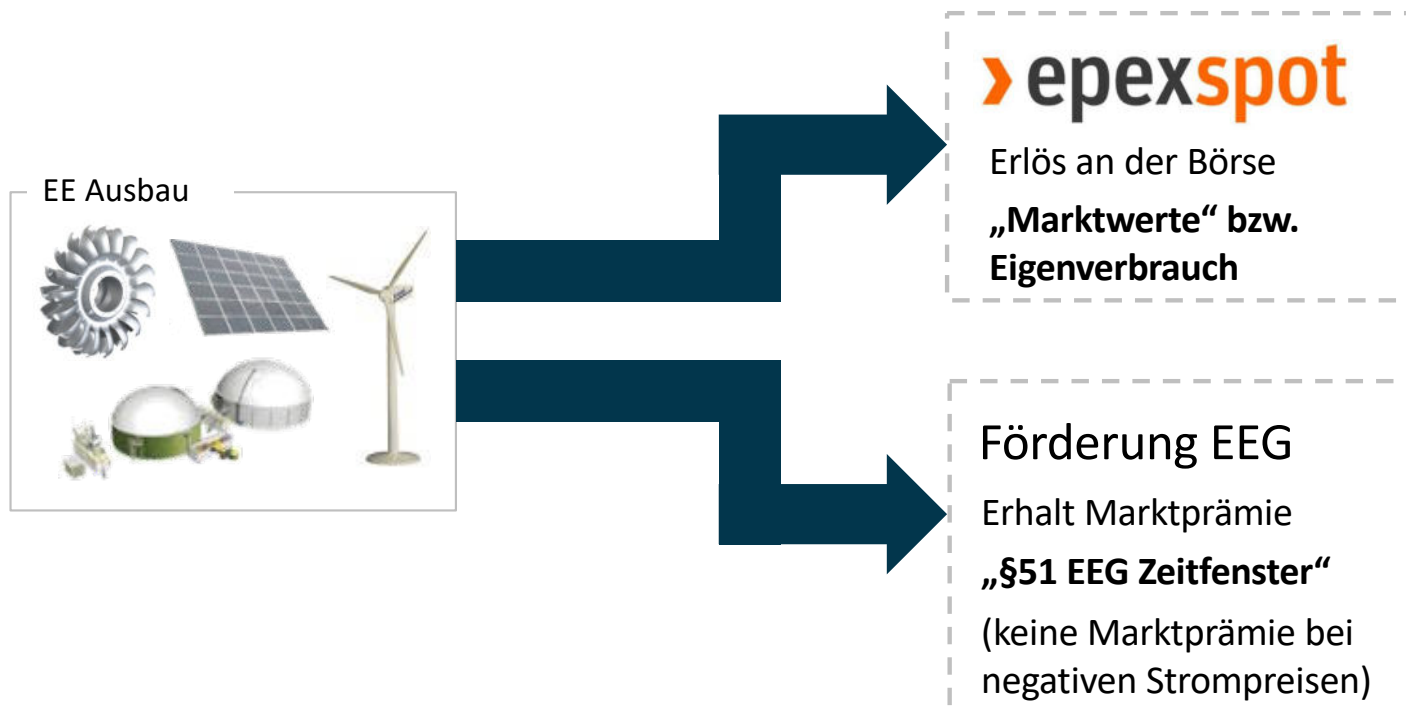
Herausforderungen und Lösungen der Energiewende

Für eine erfolgreiche Energiewende brauchen wir den Mix aus allen Erneuerbaren Energien und Flexibilitäten.



Betriebswirtschaftliche Grundlage für Erneuerbare Energien

Für den Ausbau Erneuerbarer Energien ist eine betriebswirtschaftliche Grundlage notwendig.



Besonderheit Entstehung negativer Strompreise

Entstehung im Windbereich (1)

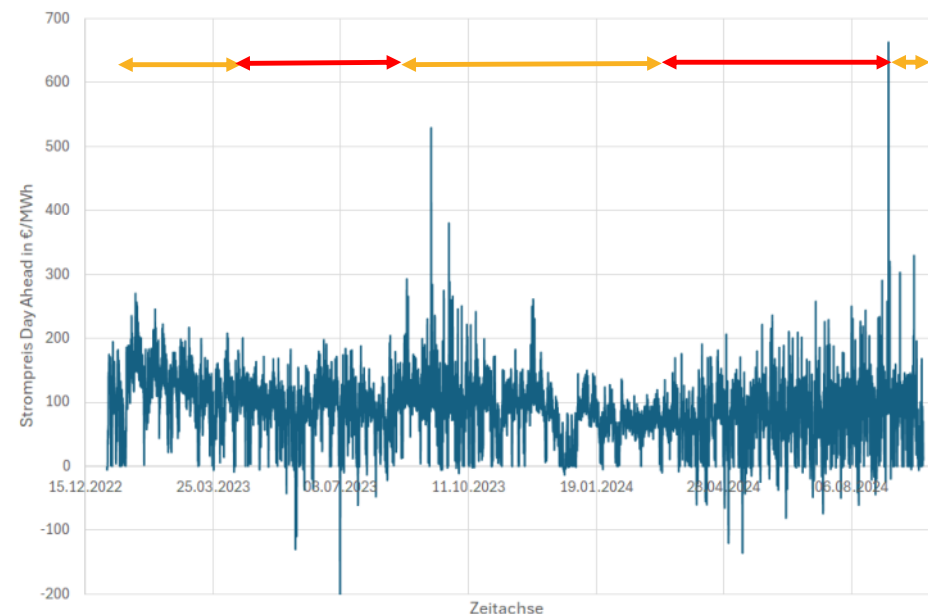
- Im Windbereich dominiert das „Direktvermarkterproblem“, welches zu negativen Strompreisen leicht unterhalb von 0 €/MWh führt.

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

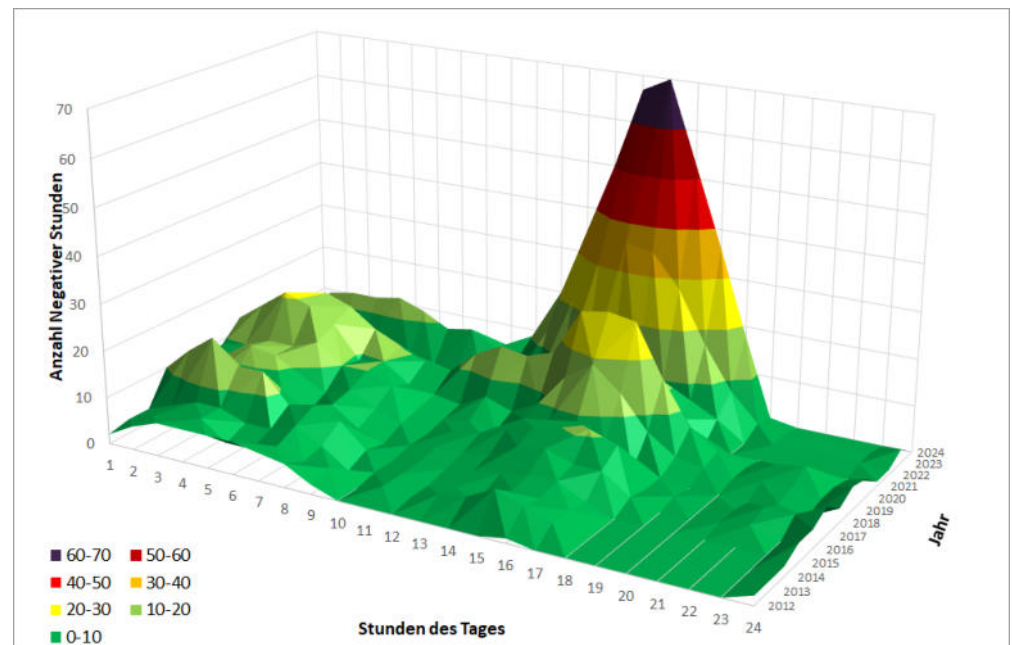
- In den letzten 10 Jahren ist die Anzahl der negativen Strompreisstunden drastisch gestiegen
- Es ist ein Shift von den Nacht- in die Tagesstunden deutlich zu erkennen
 - Photovoltaik bedingt

Herausforderung

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

Resultat

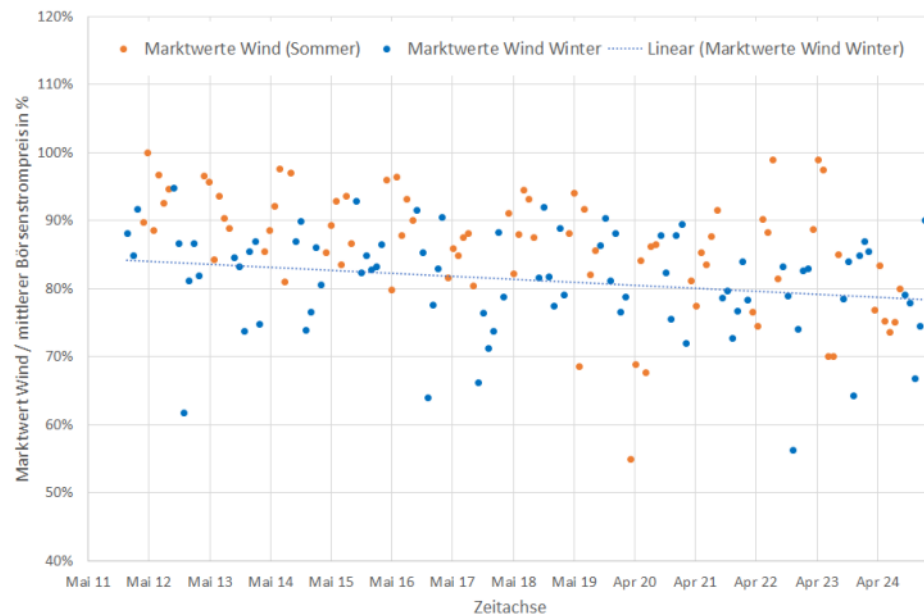
- Betriebswirtschaftliche Grundlage der EE, sowohl in als auch außerhalb der Förderung ist gefährdet.



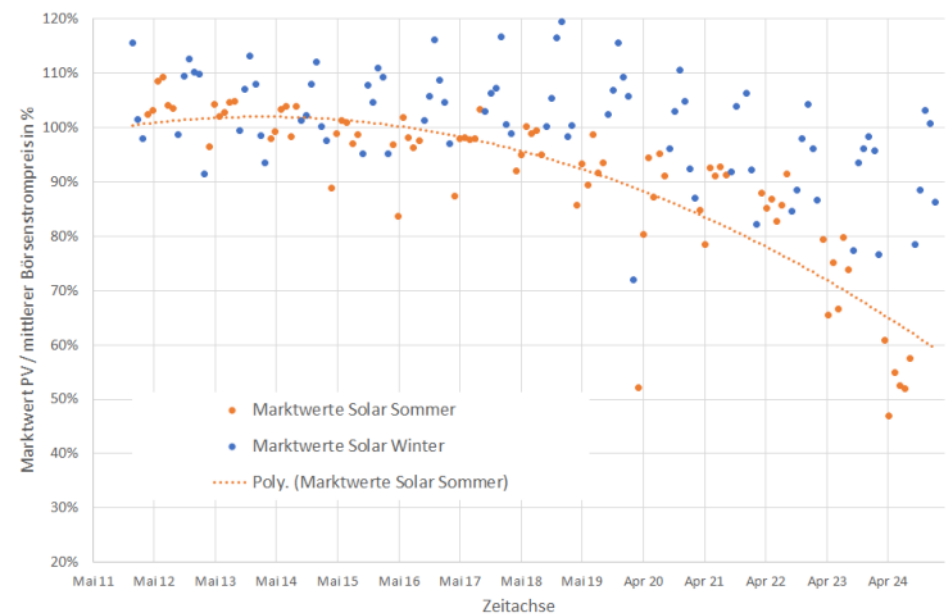
Marktniveau und Marktwerte EE

Entwicklung der letzten 10 Jahre

Entwicklung Marktwerte Wind Onshore

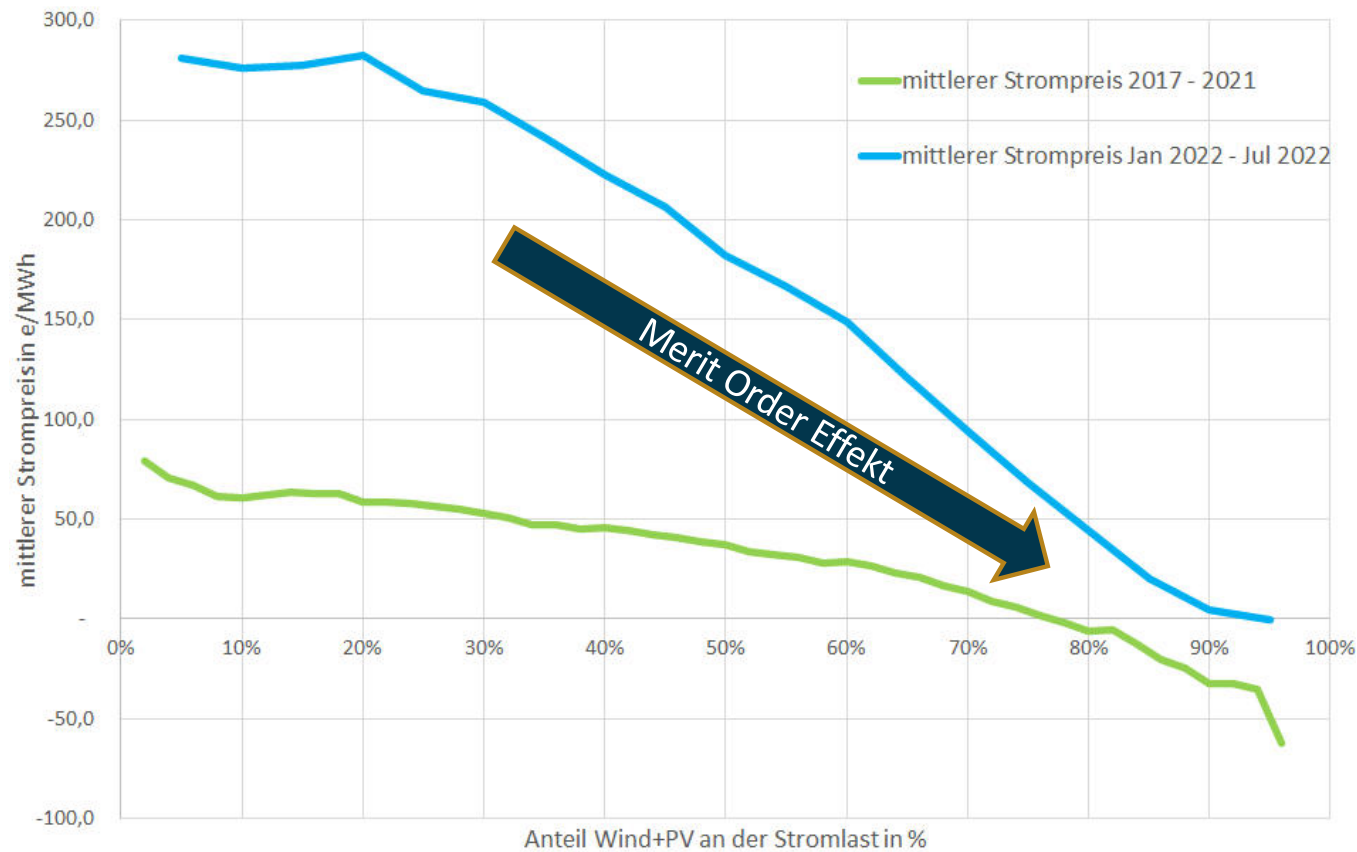


Entwicklung Marktwerte Photovoltaik



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.

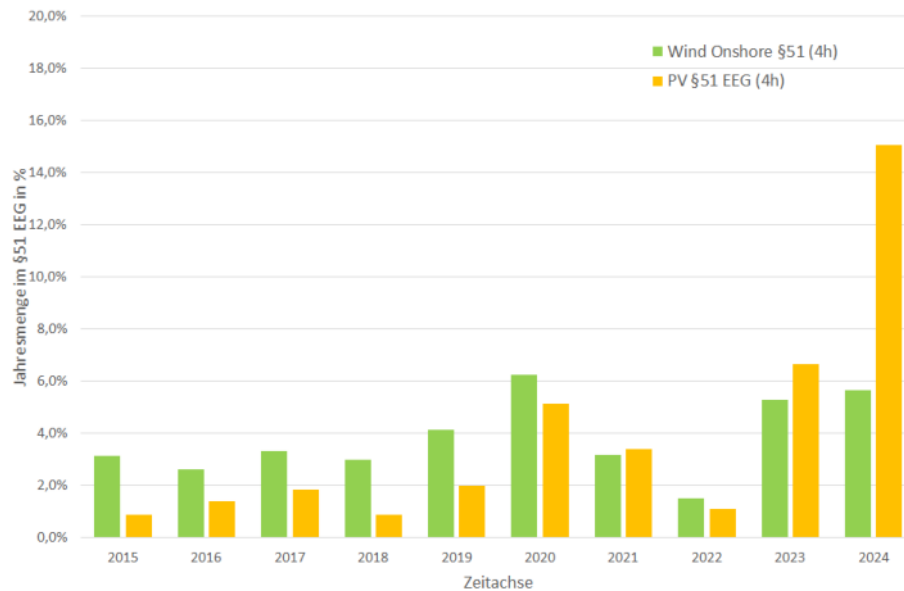
Erneuerbare Energien senken auch in der Energiekrise signifikant die Strompreise



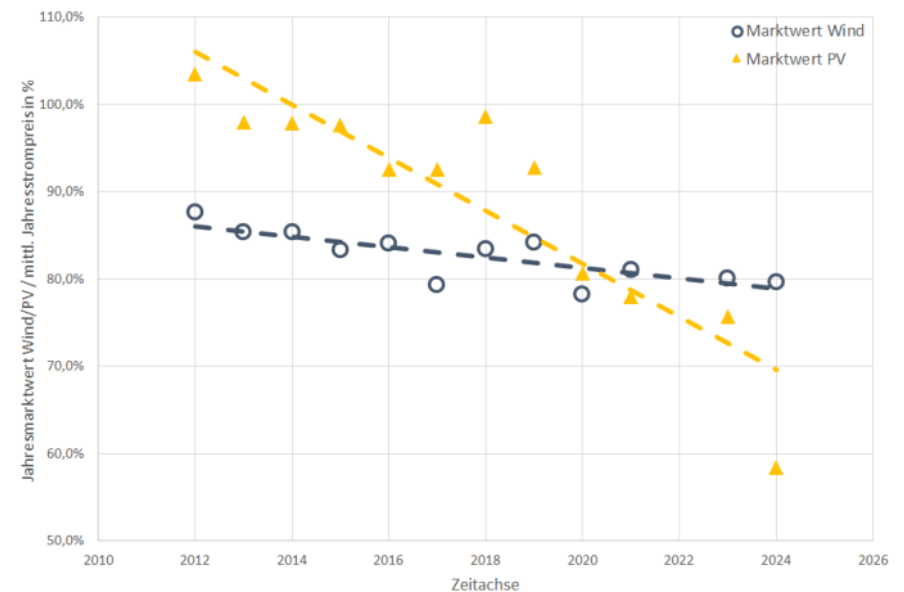
Was passiert im Markt?

Aufgrund des fehlenden Flexibilitätsausbaus führt der klimapolitisch nötige EE-Ausbau zu starkem Anstieg im §51 EEG als auch zum Marktwertverfall.

Entwicklung des §51 EEG-Rahmens



Entwicklung des Marktwertverfalls



Was bedeutet das für die Förderung

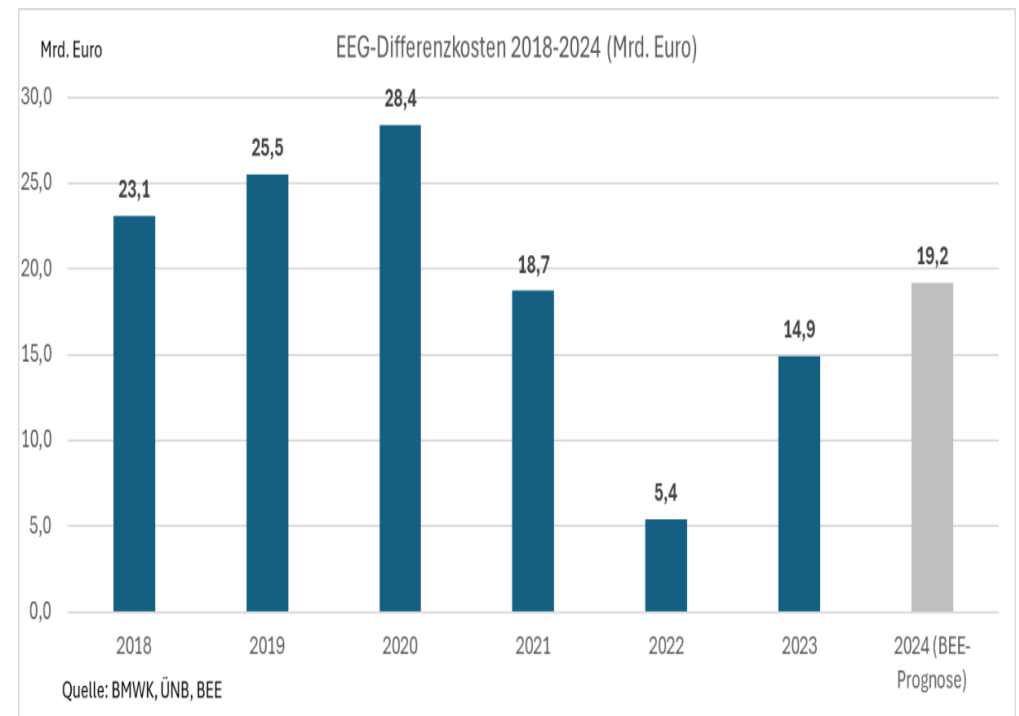
Ergebnis

- Aufgrund des starken Marktwertfalls von Wind und PV kommt es zur Erhöhung der EEG Differenzkosten.
- Gegenüber dem Rahmen vor 2021 liegt dieser dennoch deutlich niedriger

Fazit

- Trotz deutlich höherer EE Anteile als vor 5 Jahren gelingt die Energiewende deutlich kostengünstiger
- Spotmarktniveau liegt aufgrund der fossilen Preiskrise deutlich oberhalb des letzten Jahrzehnts

➔ EE schützen effektiv bereits heute die Wirtschaft vor Strompreissteigerung

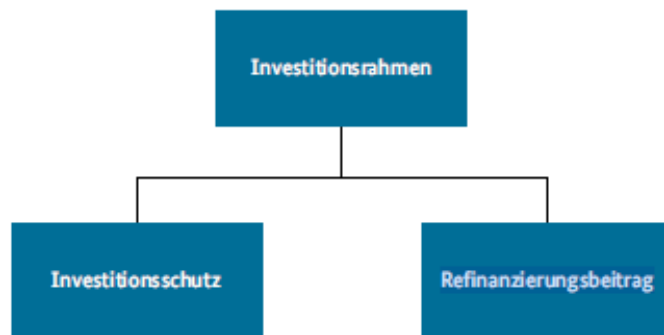


Was plant das BMWK?

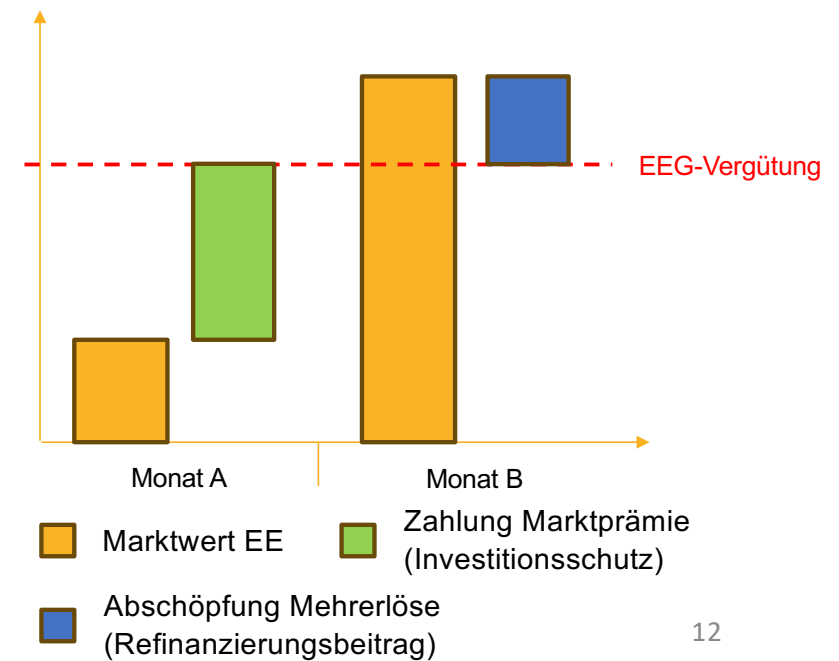
Erklärung Investitionsschutz und Refinanzierungsbeitrag

Innerhalb des BMWK-Papiers werden die Begriffe Investitionsschutz und Refinanzierungsbeitrag verwendet. Damit keine Missverständnisse entstehen hier kurz die Erläuterung:

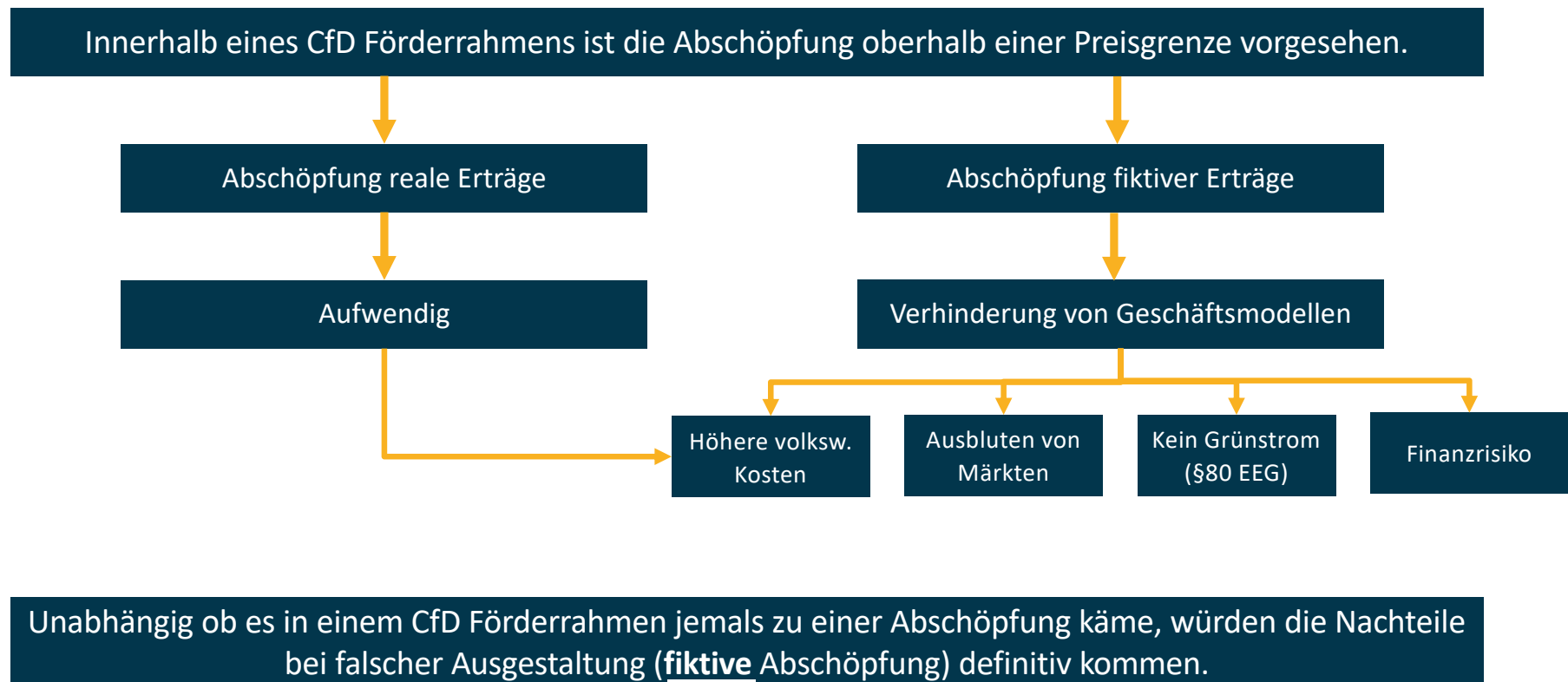
Abbildung des Investitionsrahmens nach BMWK



Definition



Optionen für Ausgestaltung eines CfD Rahmens



Optionenpapier des BMWK - Strommarktdesign

Das BMWK hat vier Finanzierungsoptionen vorgestellt, die darauf abzielen, den Strommarkt weiterzuentwickeln. Diese Optionen umfassen verschiedene Modelle zur Refinanzierung und Risikoverteilung im Energiesektor:

Option 1	Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag. Dies ist ein produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzvertrag, der durch einen Marktwertkorridor ergänzt wird.
Option 2	Produktionsabhängiger zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor.
Option 3	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag, bei dem die Refinanzierung unabhängig von der tatsächlichen Produktion erfolgt.
Option 4	Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag



Option 1: CfD mit Marktwertkorridor

Ausgestaltung

Ausgestaltung des anzulegenden Wertes als Korridor

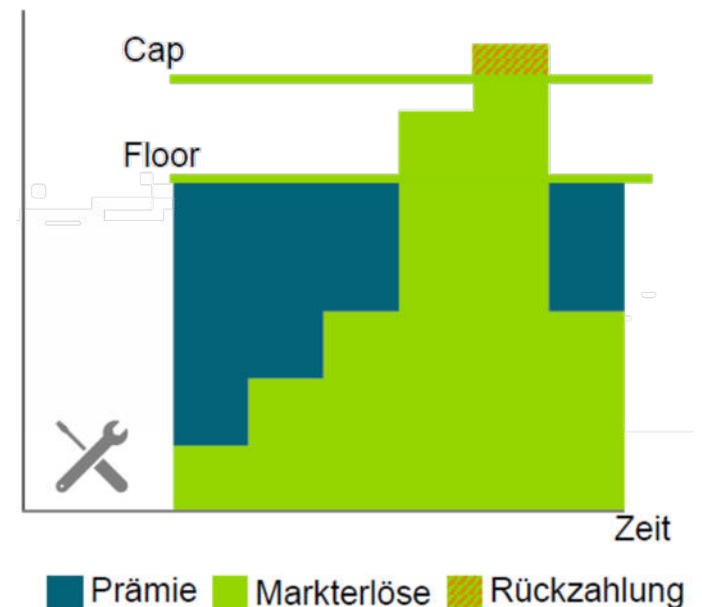
- z.B. symmetrischer Korridor (+/-10 EUR/MWh oder +/-10%)
- **Markterlöse sind fiktiv**, da davon ausgegangen wird, dass man den mittleren Marktwert erreicht, was 50% der Mengen nicht erreichen können!

Wirkung

- Wirkt bei Marktwerten unterhalb des Cap 1:1 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
- **begrenztes Liquiditätsrisiko, sofern die Basis auf Jahresmarktwerte beruht**

Fazit

- Aus Sicht der Erneuerbaren Energie wäre die Option 1 umsetzbar, auch wenn Optimierungen (z.B. zeitgleiche Einführung einer Mengenabsicherung, Abschöpfung reale Erlöse) anzudenken wären, um erhebliche Vorteile für die Volkswirtschaft und die Energiewende zu gewinnen.



Option 2: CfD ohne Marktwertkorridor

Ausgestaltung

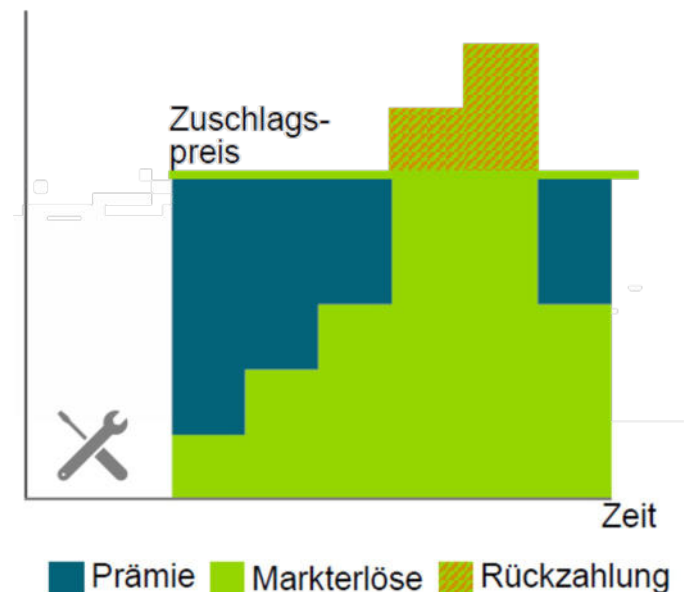
- **Förderung**, wenn Referenzmarktpreis < anzulegender Wert
- **Rückzahlung**, wenn Referenzmarktpreis > anzulegender Wert
- **Markterlöse sind fiktiv**, da davon ausgegangen wird, dass man den mittleren Marktwert erreicht, was 50% der Mengen nicht erreichen können!

Wirkung

- Wirkt bei Marktwerten unterhalb des Cap 1:1 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
- **begrenztes Liquiditätsrisiko, sofern die Basis auf Jahresmarktwerte beruht**

Fazit

- Aus Sicht der Erneuerbaren Energie wäre die Option 2 umsetzbar, auch wenn Optimierungen (z.B. zeitgleiche Einführung einer Mengenabsicherung, Abschöpfung reale Erlöse) anzudenken wären, um erhebliche Vorteile für die Volkswirtschaft und die Energiewende zu gewinnen.
- **Option 2 ist hierbei schlechter als die 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

- Aus Sicht der Erneuerbaren Energie würde die Option 3 deutlich aufwendiger sein als Option 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.
 - Wie aus einer BEE Analyse über mehr als 100 Windparks deutschlandweit belegt, würde selbst unter optimalen Bedingungen (Referenz: gleicher Standort, gleicher Anlagentyp, gleiche Nabenhöhe, gleiche Windgeschwindigkeit) es zu erheblichen Mengendifferenzen kommen.
- **Aufgrund der deutlich erhöhten Risiken und des zusätzlichen Aufwands lehnt der BEE die Option 3 ab.**

Option 4: produktionsunabhängiger CfD (financial CfD)

Ausgestaltung

- Option 4 basiert auf einer festen stündlichen Kapazitätzahlung (€/MW) und einer Zahlung der fiktiven stündlichen Markterlöse an den Staat.
- **WICHTIG:** Die Errechnung der fiktiven stündlichen Markterlöse basiert nicht auf der realen Einspeisung. → **doppelt fiktiver Ansatz!**

Wirkung

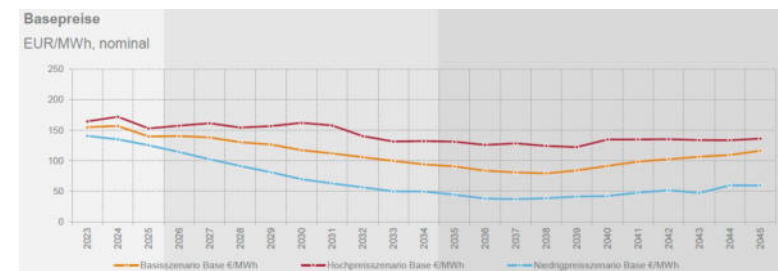
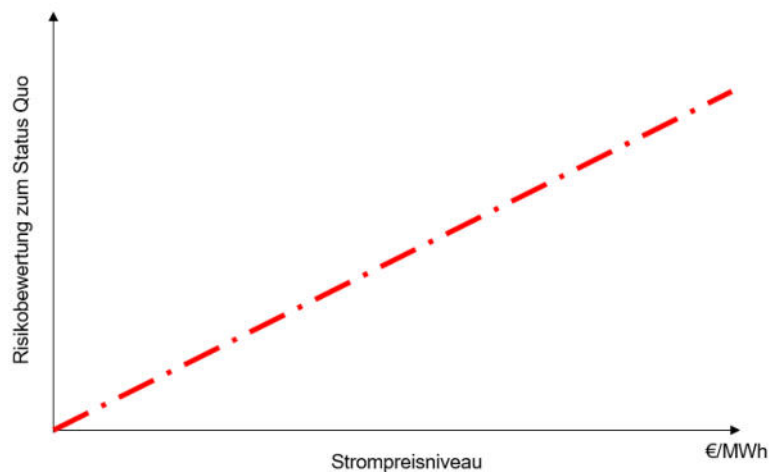
- Während die stündliche Zahlung begrenzt ist (ca. 20 €/MW) können die Spotpreise auch bis zu 4.000 €/MWh betragen.
 - Bei Anlagenausfall oder Parkverschattungen kann man deutlich mehr verlieren als die eigentliche Prämie
 - Erhebliche Risiken in den Finanzierungen, da Risiko nicht nur abhängig von der 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

- Aus Sicht der Erneuerbaren Energie stellt die **Option 4 die mit Abstand disruptivsten Elemente für die Energiewende** dar.
- Wie aus einer BEE-Analyse über mehr als 100 Windparks deutschlandweit belegt, würde selbst unter optimalen Bedingungen (Referenz: gleicher Standort, gleicher Anlagentyp, gleiche Nabenhöhe, gleiche Windgeschwindigkeit) es zu erheblichen Mengendifferenzen (5 – 25%) kommen. Bewertet mit dem Spotpreis (2022) würden die Windparks im Mittel ca. 50% der Kapazitätzahlung wieder zurückzahlen. Wobei es bei einigen Windparks nur 5% und bei anderen über 100% wären.
 - weniger Akteursvielfalt, höhere Risiken, mehr Flächenbedarf (Ziel: geringe Parkverschattung), langsamer Ausbau
- **Aufgrund der deutlich erhöhten Mengen- und Preisrisiken und der Gefahr für die Energiewende lehnt der BEE die Option 4 ab.**

Abgeleitetes Analyseergebnis der Option 4

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.

Fazit zum Financial CfD (Option 4)

basierend auf Analyse von über 100 Windparks auf 3 Wetterjahre

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.

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
Produktionsunabhängiger CfD, bei dem die Refinanzierung unabhängig von der tatsächlichen Produktion erfolgt	Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

PILOT

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.



Der BEE mahnt zur **Vorsicht und gründlichen Abwägung**. Politische Vorfestlegungen sind bei kritischen Systemumstellungen nicht zielführend.

Produktionsabhängige Modelle		Produktionsunabhängige Modelle	
Option 1	Option 2	Option 3	Option 4
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag = produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzvertrag (CfD), der durch einen Marktwertkorridor ergänzt wird	Produktionsabhängiger zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor = CfD ohne Marktwertkorridor	Produktionsunabhängiger CfD, bei dem die Refinanzierung unabhängig von der tatsächlichen Produktion erfolgt	Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

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



BMWK-Optionenpapier „Strommarktdesign der Zukunft“ zum financial CfD

- **Umstellung ist komplex**, muss verstanden und in den Werkzeugen und Bankprozessen auch abgebildet werden
- Produktionsunabhängige CfDs beinhalten immer das Risiko der Mengenabweichung der damit verbundenen Preisrisiken (in der Zukunft). **Risiko ist stark abhängig vom Spotpreisniveau der nächsten 20 Jahre**, welches selbst heute nicht ausreichend genau für die kommenden 2 bis 3 Jahre prognostiziert werden kann.
- Marktpreisrisiken erfordern höheren DSCR, bedeuten geringere Finanzierungsanteile und andere Tilgungsstrukturen während das gegenwärtige System eingespielt ist mit niedrige Finanzierungskosten.
- Jede Abweichung zwischen realen Erlösen und den fiktiven Erlösen sind zusätzliche Risiken. Somit wirken der sinnvolle Eigenverbrauch, die NVP-Überbauung oder auch PPA Verträge im financial CfD als Risikosteigernd.
- Komplexität und höhere Marktrisiken **reduzieren die Akteursvielfalt auf Betreiber- und Bankenseite**
- Financial CfD lösen auch nicht aktuell das §51 EEG Problem.
 - Realistisch entstünden über Option 4 erst weit nach 2030 ausreichende Energiemengen, um das Problem negativer Strompreise zu lösen. ➔ Keine Lösung für dringendes akutes Problem
 - Der BEE plädiert seit Jahren auf die Umstellung von einer Zeit- in eine Mengenförderung um das §51 Problem zu lösen.



BMWK-Optionenpapier: Wie geht es weiter?

- **Testphase bis Ende 2026?** Wenig Zeit zur Erprobung und Umsetzung im Rahmen des sogenannte „**Reallaborgesetz**“. Sonderausschreibungen in 2025/2026 könnte noch diesen Herbst über eine Verordnung auf den Weg gebracht werden.
- Aktueller **EEG-Fördermechanismus läuft zum 31. Dezember 2026 aus**. Ab 2027 gelten EU-Vorgaben: Reform ist notwendig; dennoch lässt EU den Mitgliedstaaten breiten Gestaltungsspielraum.
- BEE **kritisiert die politische Vorfestlegung auf Option 4**: komplexeste Option mit hohem bürokratischem Aufwand und meisten disruptiven Risiken für die Energiewende **Akteursvielfalt könnte gefährdet werden**.
- Eine völlig neue Vergütungslogik, birgt das Risiko eines kurzfristigen Stillstands. Insbesondere die **Finanzierungskosten** sind unklar.

► Die EE-Branche braucht Planungssicherheit. Der Ausbau der Windenergie darf nach der Wiederbelebung durch die Ampel nicht versehentlich wieder ausgebremst werden.



Was ist der Vorschlag der Erneuerbaren Verbände?

Die EE-Branche hat bereits sehr früh 2021 Vorschläge für ein klimaneutrales Stromsystem dargestellt und 2022 erweitert um eine potenzielle Ausgestaltung eines CfD Förderrahmens.

Es geht dabei um **zehn sinnvolle Komponenten**, welche ein CfD Förderrahmen aufweisen sollte.

Es geht dabei um **wichtige Weichenstellung zur Entstehung von Flexibilitäten**.



Die 10 Gebote einer sinnvollen Ausgestaltung eines CfD-Förderrahmens

Sinnvolle Ausgestaltung

Ziel

Vorschläge für Flexibilitäten

Wichtigstes Ziel ist die Aktivierung ausreichender Flexibilitäten im Strommarkt

Verbraucherflexibilitäten

- Stromnebenkosten senken
- Variable Netzentgelte
- Dynamische Stromtarife
(Achtung: Netzflexibilität benötigt)
- P2H und Elektrolyseure von Netzentgelten befreien (sofern sie netzdienlich allokiert und betrieben werden)

Speicherflexibilitäten

- Baukostenzuschuss abschaffen für netzdienliche Speicher
- Bivalente Fahrweise ermöglichen
- Stündliches Ausschließlichkeitsprinzip kippen über geeignete Messkonzepte
- Aktivierung der Heimspeicher zu richtigen Zeitfenstern

Erzeugerflexibilitäten

- Umstellung von einer Zeit- in eine mengenbasierte Absicherung
- „ÜNB-Problem“ lösen durch Möglichkeit der Schaltung und pauschalisierten Entschädigung
- Stärkere Flexibilisierung der steuerbaren EE

§13k richtig ausgestalten

Einführung der NVP - Überbauung

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

www.bee-ev.de

