

Energy Brainpool

– part of the **MONTEL** GROUP

## CFD POLICY BRIEFING

### ANALYSE DER STELSCHRAUBEN IM CFD-DESIGN

Berlin, 21.03.2024

für: Green Planet Energy e.G.

M. Brinkhaus, J. Schwartz



## Executive Summary

Die deutsche Bundesregierung hat sich anspruchsvolle Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt. Um diese zu erreichen, sind Förderinstrumente notwendig. Die EU gibt allerdings vor, dass lediglich sogenannte Contracts-for-Difference (CfDs) als finanzieller Fördermechanismus künftig angewendet werden dürfen. In einem CfD teilen sich der Betreiber des EE-Projektes und der Staat bzw. die Gesellschaft die Risiken, aber auch Chancen, die mit dem Bau und Betrieb so eines Projektes und der Vermarktung des Stroms auf dem Großhandelsmarkt verbunden sind.

Das CfD-Design muss sorgfältig bestimmt werden. Es gibt viele Stellschrauben, die je nach Ausrichtung einen positiven oder einen negativen Einfluss auf bestimmte Bewertungskriterien haben könnten. Dieses Paper untersucht die wesentlichen Stellschrauben eines CfD im Hinblick auf a) den Anreiz für neue EE-Projekte, b) die Begrenzung der volkswirtschaftlichen Risiken sowie c) die Verbesserung der Marktintegration der EE-Anlagen.

In dieser qualitativen Analyse werden die Stellschrauben zunächst einzeln bewertet. Zum Schluss folgt ein Kombinationsbeispiel der konkreten Einstellung dieser Stellschrauben. Es zeigt sich aber, dass es immer wieder zu Interessenskonflikten kommt: ein Parameter, der neue EE-Projekte besonders gut fördert, ist mitunter ein höheres Risiko für Staat und Gesellschaft, weil eine Überförderung oder zu hohe Kosten drohen.

Ziel dieses Papers ist es, politischen Entscheidungsträgern und der interessierten Öffentlichkeit den Werkzeugkasten für die Gestaltung von CfDs vorzustellen. Dabei sollen in verständlicher Sprache die Wirkmechanismen der Stellschrauben erläutert werden. Die Leserschaft soll am Ende in der Lage sein, nach einem selbst gewählten Wertegerüst die CfD-Stellschrauben entsprechend zu justieren.

## Inhaltsverzeichnis

1	Welche Förderung brauchen EE-Anlagen noch? .....	5
1.1	Was ist ein CfD?.....	5
1.2	Was sind die Alternativen?.....	5
2	Bewertungsmaßstäbe für die CfD-Politik.....	7
2.1	Anreiz für neue EE-Projekte.....	7
2.2	Begrenzung der volkswirtschaftlichen Risiken.....	7
2.3	Verbesserung der Marktintegration .....	8
2.4	Details zur Methodik.....	9
3	Stellschrauben für das CfD-Design.....	9
3.1	Überblick.....	9
3.2	Stellschrauben zur Preisgestaltung .....	9
3.2.1	Preis-Modell.....	10
3.2.2	Referenz-Erzeugungsprofil zur Berechnung des Benchmark-Preises.....	11
3.2.3	Bezugsmarkt zur Berechnung des Benchmark-Preises.....	11
3.2.4	Bezugszeitraum zur Berechnung des Benchmark-Preises.....	11
3.3	Stellschrauben zur Mengengestaltung .....	13
3.3.1	Mengen-Modell .....	13
3.3.2	Referenz-Erzeugung zur Berechnung der CfD-Menge.....	14
3.3.3	Bezugszeitraum zur Berechnung der CfD-Menge.....	14
3.4	Sonstige vertragliche Stellschrauben.....	14
3.4.1	Beginn der Förderung.....	14
3.4.2	Dauer der Förderung.....	15
4	Vorschläge für ein CfD Design .....	16
4.1	Aktuelle Situation .....	16
4.2	Ausgewogenes Design.....	16
5	Fazit .....	18

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Wirkungsweise eines CfD .....	5
Abbildung 2: Fördermechanismen für EE-Anlagen im Vergleich.....	6
Abbildung 3: Zielsystem für die Fördermechanismen von EE-Anlagen.....	8
Abbildung 4: Übersicht der Stellschrauben und Einstellungsmöglichkeiten .....	10
Abbildung 5: Design-Vorschlag für ein ausgewogenes CfD-Förderinstrument (rote Markierung zeigt die gewählte Einstellung der jeweiligen Stellschraube) .....	17

# 1 Welche Förderung brauchen EE-Anlagen noch?

## 1.1 Was ist ein CfD?

CfDs stellen ein politisches Instrument zur finanziellen Absicherung von Stromerzeugungsanlagen dar. Das Instrument kann insbesondere bei EE-Anlagen wirksam eingesetzt werden, deren Stromgestehungskosten nahe dem Marktpreis für Strom liegen. Bei einem CfD muss der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom am Großhandelsmarkt veräußern, aber der Erlös pro Einheit (EUR/MWh) wird auf die Höhe des CfD Strike-Preises gesichert. In staatlich organisierten Auktionen werden CfDs an diejenigen Projekte vergeben, die die niedrigsten Strike-Preise fordern, bis das ausgeschriebene Fördervolumen erschöpft ist. Während der Betriebsphase wird dem Anlagenbetreiber bei Marktpreisen (auch „Benchmark-Preis“ genannt) unterhalb des Strike-Preises die Differenz zwischen Benchmark-Preis und Strike-Preis ausgezahlt,

bei Marktpreisen oberhalb des Strike-Preises muss der Anlagenbetreiber die Differenz zurückzahlen (vgl. Abbildung 1). Die Höhe der Auszahlung ergibt sich aus der abrechnungsrelevanten Menge multipliziert mit der Preisdifferenz aus CfD Strike-Preis und Benchmark-Preis.

Die Art und Weise der Herleitung der Benchmark-Preise sowie der abrechnungsrelevanten CfD-Mengen, und die Gestaltung der CfD Strike-Preise kann ganz unterschiedlich sein. Je nach Ausgestaltung dieser Parameter kann die Einführung von CfDs im Strommarkt sehr unterschiedliche Anreize zur Marktintegration für EE-Anlagenbetreiber oder zur Nutzung des CfD-Förderregimes bewirken. Die Bandbreite der Wirkung dieser Designoptionen reicht von sehr negativ bis sehr positiv. Dieses Paper untersucht die Stellschrauben von CfDs und deren Wirkung auf unterschiedliche Kriterien.

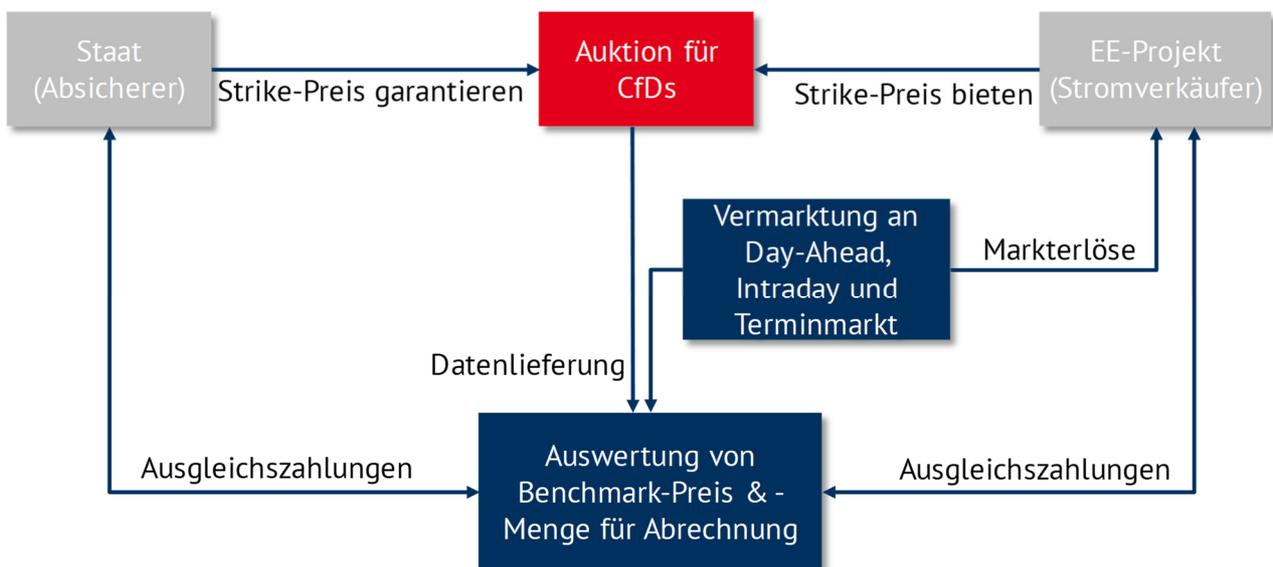


Abbildung 1: Die Wirkungsweise eines CfD

## 1.2 Was sind die Alternativen?

In der Historie der Förderinstrumente ist der CfD für Deutschland eine Weiterentwicklung in die Richtung, dass der Staat weniger Risiken trägt und die Projektentwickler und Anlagenbetreiber mehr Risiken tragen müssen (vgl. Abbildung 2).

Der Ursprung der Förderinstrumente für EE-Anlagen – nämlich die feste Einspeisevergütung – entbindet den Betreiber von der Vermarktung und garantiert einen festen Erlös für jede eingespeiste Einheit Strom. Die Direktvermarktung (DV) mit gleitender Marktprämie (gMP) wurde

später eingeführt und wird auch als einseitiger CfD bezeichnet. Sie gibt vor, dass Betreiber ihren Strom selbst vermarkten müssen, dank der Marktprämie aber im Monatsmittel mindestens einen „anzulegenden Wert“ als Erlös pro Einheit erhalten werden. Niedrigere Erlöse aus dem Spotmarkt werden also aufgefüllt, Überschüsse aus der Vermarktung bleiben beim Betreiber.

Der CfD gibt vor, dass eine Ausgleichszahlung zwischen dem Benchmark-Preis und dem CfD Strike-Preis in beide Richtungen gilt. Die nächste Stufe in Bezug auf die Neuverteilung des Risikos zwischen Staat und Betreibern wäre das Power Purchase Agreement (PPA), bei dem der Staat keinerlei finanzielle Garantien gewährt. Stattdessen vereinbaren zwei bilaterale Vertragsparteien den Stromliefervertrag individuell (Preis, Menge, Lieferstruktur etc.). Der Staat kann hier lediglich Rahmenbedingungen schaffen, die den Abschluss von PPAs begünstigen, das PPA selbst ist aber individuelle Verhandlungssache.

Nach §1a EEG 2023 soll der Zubau erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland nach der Vollen- dung des deutschen Kohleausstiegs und in Er- wartung eines zunehmend stärkeren (europäi- schen) CO<sub>2</sub>-Preises marktgetrieben erfolgen, d.h. ohne finanzielle Förderung. Ein weiterer Förderbedarf ist allerdings zum heutigen Zeit- punkt noch nicht auszuschließen.

Bis dahin ist eine Förderung zur Beschleunigung des EE-Ausbaus ratsam in Anbetracht der Ziele für das Jahr 2030. Der Europäische Rat und das Europäische Parlament einigten sich im Dezem- ber 2023 darauf, dass die finanzielle Förderung von EE-Anlagen nach einer Übergangsphase von 3 Jahren nur noch mittels CfDs oder ähnli- cher Instrumente mit gleicher Wirkung stattfin- den darf.<sup>1</sup> Gleichzeitig soll ein geeigneter Rechtsrahmen geschaffen werden, der den Ab- schluss von PPAs erleichtert. Nun braucht es also ein geeignetes CfD-Design, das zum einen den Ausbau neuer EE-Anlagen gezielt voran- treibt, aber auch genügend Raum lässt für einen förderfreien Ausbau und einer selbständigen Vermarktung mittels PPAs.

### Risikoverteilung der Fördermechanismen



Abbildung 2: Fördermechanismen für EE-Anlagen im Vergleich

<sup>1</sup> Quelle: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/12/14/reform-of-electricity-market-design-council-and-parliament-reach-deal/>

## 2 Bewertungsmaßstäbe für die CfD-Politik

Die deutsche Bundesregierung hat Ziele für den Ausbau der EE-Anlagen festgelegt (z.B. für 2030: 215 GW PV-Anlagen, 115 GW Windenergieanlagen an Land, mindestens 80% EE-Anteil im Strommix)<sup>2</sup>. Das primäre Ziel für einen Fördermechanismus, der auf den Ausbau der EE-Anlagen abzielt, ist also die beschriebenen Ausbauziele zu erreichen, um damit die Klimaschutzmaßnahmen zu unterstützen. Ein gut gewählter Fördermechanismus hat aber nicht nur den Zubau neuer Anlagen im Blick, sondern auch die Risiken oder Kosten, die die Gesellschaft durch diese Förderung tragen müsste, sowie die langfristige Perspektive der Marktintegration. Entsprechend ergeben sich für diese Analyse drei Bewertungskategorien, die jeweils weitere, konkrete Unterkategorien umfassen (vgl. Abbildung 3). Die Unterkategorien zählen auf die Oberkategorie ein und werden im Folgenden erläutert.

### 2.1 Anreiz für neue EE-Projekte

Damit neue Projekte geplant und gebaut werden, müssen insbesondere die finanziellen und rechtlichen Rahmenbedingungen passen

- 1) Die Erlöse müssen möglichst planbar sein, die Investition muss eine attraktive **Rendite** für den Investor abwerfen.
- 2) Niedrige **Finanzierungskosten** ermöglichen niedrige Stromgestehungskosten insgesamt. Dafür benötigen die Kapitalgeber u.a. planbare, zuverlässige Erlöse und stabile gesetzliche Rahmenbedingungen.
- 3) Marktakteure und Technologien sollten nicht durch Regeln und Vorgaben **diskriminiert**, also benachteiligt oder ausgeschlossen werden, wenn es keine triftigen Gründe gibt. Nur so kann ein dynamisches, wettbewerbles Umfeld entstehen.
- 4) Stabile **gesetzliche Rahmenbedingungen** schaffen

Vertrauen und Planungssicherheit für den gesamten Sektor. Dieser Aspekt kann allerdings durch das Design des CfD-Fördermechanismus nicht alleinig abgedeckt werden, sondern ist eine allgemeine Aufgabe von Politik.

### 2.2 Begrenzung der volkswirtschaftlichen Risiken

Risiken gehen niemals verloren, sie können aber übertragen werden. Wenn also ein privater Investor für neue EE-Anlagen weniger Erlösrisiko tragen muss, fällt es auf andere (Steuerzahler, Verbraucher, etc.) zurück, diese Risiken zu übernehmen. Der Staat hat die Aufgabe, diese Risikoübertragung sorgfältig zu gestalten.

- 1) Eine **Überförderung** der EE-Projekte sowie die Überwälzung von Kosten auf den Staat oder die Verbraucher ist zu verhindern. Die EE-Projekte dürfen nicht übermäßig auf Kosten der Gesellschaft profitieren.
- 2) Der **bürokratische und administrative Aufwand** für die Umsetzung des Fördermechanismus ist möglichst klein zu halten. Das betrifft auch mögliche Umstellungskosten eines alten auf das neue Fördersystem.
- 3) Um die gute **Versorgungssicherheit** im Land zu bewahren, ist der Mechanismus so zu gestalten, dass ausreichend Erzeugungskapazität geschaffen wird und der Staat oder die Verbraucher nicht unter eine Knappheit in der Stromerzeugung leiden müssen.
- 4) Schließlich sollte auch die technische **System- und Netzstabilität** durch eine systemdienliche Betriebsweise erhalten bleiben, um Kosten für ansonsten erforderliche Maßnahmen abzuwenden.

<sup>2</sup> Quelle: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310>

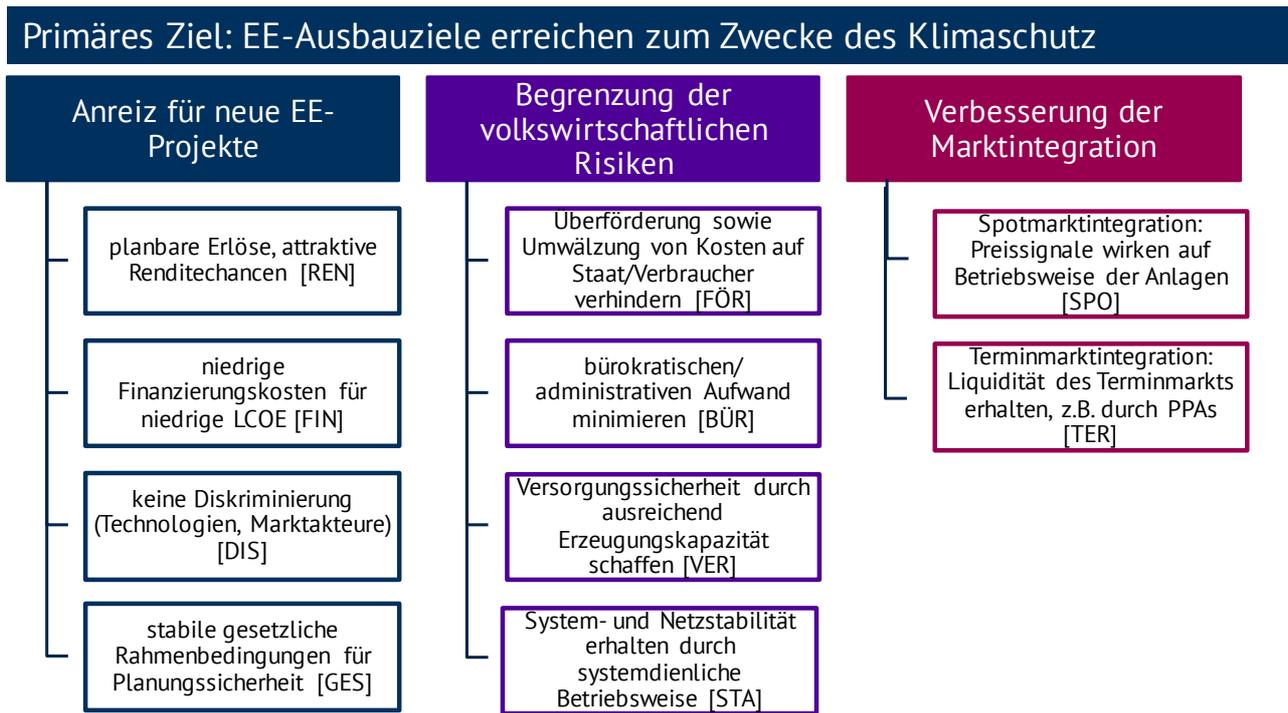


Abbildung 3: Zielsystem für die Fördermechanismen von EE-Anlagen

### 2.3 Verbesserung der Marktintegration

Wie beschrieben sollen alle Stromerzeuger mit dem Ende des Kohleausstiegs allein durch das Agieren am Markt und ohne staatliche finanzielle Absicherung rentabel sein. Ob dieser politische Wunsch auch Realität wird, bleibt abzuwarten. Jedoch wird auch bei nicht vollständiger Zielerreichung die Anzahl und der Anteil der förderfreien EE-Anlagen in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Für die Marktintegration werden die zwei wichtigsten Marktsegmente unterschieden, die eigenständig für sich arbeiten.

- 1) Die **Integration von EE-Anlagen am Spotmarkt** (kurzfristiger Stromhandel) zielt darauf ab, dass der Dispatch weiterhin effizient funktioniert. Dafür müssen Preissignale, die Überschüsse oder Knappheiten anzeigen, die Betriebsweise der Anlagen beeinflussen (z.B. Abregeln bei negativen Strompreisen). Das CfD-Design sollte so gewählt werden, dass solche

Preissignale von Anlagenbetreibern berücksichtigt werden.

- 2) Die **Integration von EE-Anlagen am Terminmarkt** (langfristiger Stromhandel) zielt darauf ab, dass ein liquider Terminmarkt als marktliches Absicherungsinstrument überhaupt erhalten bleibt, auch wenn viele regelbare Kraftwerke aus dem Markt ausscheiden werden und deren Handelsvolumen wegfällt. Um ausreichend Liquidität am Terminmarkt zu erreichen, muss es auch für EE-Anlagen wichtig sein, sich dort abzusichern. Dies kann in Form von standardisierten Börsenkontrakten passieren (was für EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung herausfordernd ist) oder über PPAs (bilateraler Handel). Durch das absehbare Ende der finanziellen Förderung für EE-Anlagen ist es darüber hinaus sinnvoll, Investoren und Anlagenbetreiber bereits heute mit den Mechanismen und Produkten am

Terminmarkt vertraut zu machen, also eine Lernkurve frühzeitig zu fördern, sodass später der Wechsel in die förderfreie Vermarktung leichter fällt. Der CfD-Fördermechanismus sollte also nicht jegliche Absicherungsfunktion übernehmen (sei es im Volumen, über die Laufzeit des Projekts o.ä.), sondern Freiheiten für eigenständige Aktivitäten am Terminmarkt (insbesondere für PPAs) lassen. Die Bedeutung eines liquiden und funktionierenden Terminmarkts gegen kurzfristige Preisschocks für Stromerzeuger, Stromverbraucher sowie für politische Entscheidungsträger wurde in der Energiepreiskrise 2022 besonders deutlich.

## 2.4 Details zur Methodik

Die hier aufgeführten Ober- und Unterkriterien werden für die Bewertung von Design-Optionen der wesentlichen CfD-Stellschrauben im nachfolgenden Kapitel herangezogen. Bewertet wird anhand der Marktexpertise der Autoren. Die Bewertungsskala ist normativ von „negativer Einfluss“ bis „positiver Einfluss“ und so Anreize für die Integration in den Terminmarkt gesetzt werden. Ist z.B. der Floor-Preis relativ niedrig und niedrige Marktpreise liegen noch innerhalb des Kanals, so entgehen dem Anlagenbetreiber Kompensationszahlungen und damit Einnahmen.

Die Bewertung auf den normativen Skalen ist in einer PowerPoint-Datei dokumentiert. Der Text des nächsten Kapitels erläutert die Design-Optionen und führt wichtige Aspekte aus.

## 3 Stellschrauben für das CfD-Design

### 3.1 Überblick

Aus der Vielzahl an Detailregelungen und Designelementen, die für das CfD-Design zu bestimmen sind, werden in diesem Kapitel die wesentlichen Stellschrauben ausgewählt und in drei Kategorien segmentiert (vgl. Abbildung 4):

- 1) Stellschrauben, die auf die Festlegung des **CfD Strike-Preises** sowie die Berechnung der **Benchmark-Preise** einwirken, die also Einfluss nehmen können auf die Differenz zwischen Strike- und Benchmark-Preisen.
- 2) Stellschrauben, die auf die Ermittlung der **abrechnungsrelevanten Strommenge** abzielen, sowie die Zuteilung von Mengen in das CfD-Modell umfassen. Diese Menge ist entsprechend auch wichtig für die Berechnung der Ausgleichszahlungen.
- 3) Stellschrauben, die **weitere vertragliche Aspekte** regeln, wie zum Beispiel den Beginn des Förderzeitraums (im Vergleich zur Inbetriebnahme oder zum Zeitpunkt der Ausschreibung) sowie die Laufzeit der Förderung. Aufgrund der langen Projektlaufdauer von EE-Anlagen wird mit diesen Stellschrauben die Absicherungsfunktion ganz wesentlich mitbestimmt.

### 3.2 Stellschrauben zur Preisgestaltung

Die folgenden Stellschrauben beziehen sich auf den CfD Strike-Preis bzw. die Definition des Benchmark-Preises. Die Ausrichtungen dieser Stellschrauben haben einen erheblichen Einfluss darauf, ob der Erlös als ausreichend hoch und stabil für die erforderliche Planungssicherheit neuer Anlagen eingeschätzt wird, aber gleichzeitig den Staat vor finanzieller Überlastung schützt.

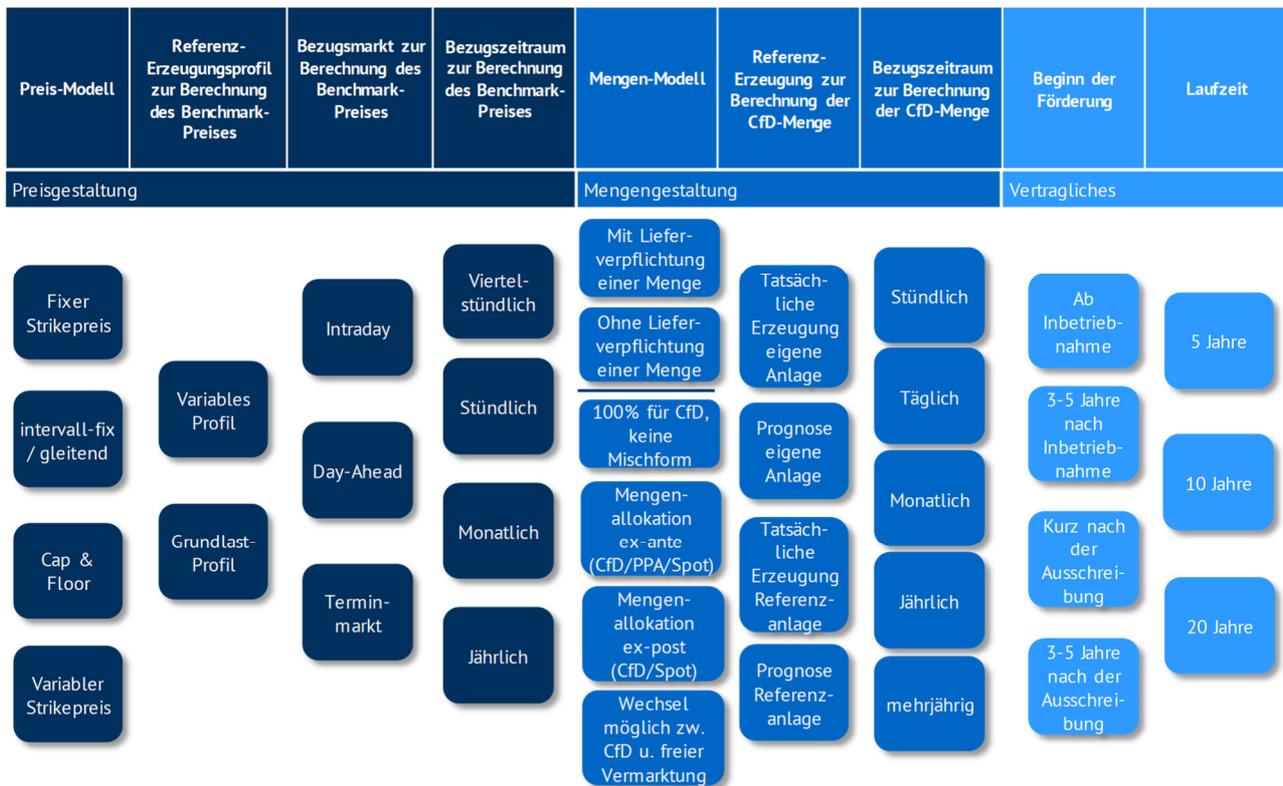


Abbildung 4: Übersicht der Stellschrauben und Einstellungsmöglichkeiten

### 3.2.1 Preis-Modell

Zunächst muss festgelegt werden, ob der Benchmark-Preis während der Vertragslaufzeit fix bleibt oder angepasst werden kann. Mit Blick auf die Anreize für neue Projekte schafft ein fixer Preis die meiste Planungssicherheit und damit niedrige Kapitalkosten, während die anderen Optionen die Finanzierung erschweren dürften, weil die Erlöse weniger gut vorhersagbar sind.

Um die Integration in die Terminmärkte anzureizen, ist der fixe Preis jedoch die ungeeignere Wahl, da Betreiber wohl nur bei erwartbar höheren Erlösen durch PPAs in die förderfreie Vermarktung wechseln würden. Variable Erlöse im CfD-Modell sind dazu besser geeignet, da sich Betreiber dann aufgrund von Ungewissheiten hinsichtlich der Fördersummen besser über PPAs absichern könnten.

Bei intervall-fixen bzw. gleitenden Strike-Preisen wird der Strike-Preis in bestimmten Zeitabschnitten (z.B. monatlich, jährlich) an einen Preisindex angepasst. Damit ist der Betreiber mehr Preisrisiken ausgesetzt, der Staat hingegen reduziert eine Überförderung. Dieses Prozedere könnte für Anlagenbetreiber als Lerneffekt von Preisrisiken gesehen werden.

Das Cap & Floor Modell sichert die finanziellen Risiken für alle Seiten nach oben und unten ab. Das schafft Planungssicherheit und verhindert eine Überförderung durch den Staat. Cap & Floor-Preise bilden einen Preiskanal um den Strike-Preis. Solange der Marktpreis innerhalb dessen liegt, gibt es keine Ausgleichszahlungen. Je nachdem, wie Cap & Floor im Vergleich zu den Marktpreisen festgelegt werden, könnten PPAs attraktiver sein und so Anreize für die Integration in den Terminmarkt gesetzt werden. Ist z.B. der Floor-Preis relativ niedrig und nied-

rige Marktpreise liegen noch innerhalb des Kanals, so entgehen dem Anlagenbetreiber Kompensationszahlungen und damit Einnahmen.

### 3.2.2 Referenz-Erzeugungsprofil zur Berechnung des Benchmark-Preises

Bei der Wahl des Referenz-Erzeugungsprofils für die Berechnung des Benchmark-Preises geht es darum, ob entweder ein variables Einspeiseprofil (z.B. einer EE-Anlage) oder ein „flaches Profil“ mit konstanter Einspeisung (auch als „Grundlast-Profil“ oder „Base-Band“ bezeichnet) herangezogen wird.

Bei einem variablen Einspeiseprofil muss der Benchmark-Preis mengengewichtet ermittelt werden, d.h. die eingespeiste Menge in jeder Stunde dieses Profils bestimmt das Gewicht des Preises derselben Stunde. Welche Art von Einspeiseprofil herangezogen werden kann, ist im Abschnitt 3.3.2 näher untersucht. Ein mengengewichteter, technologiespezifischer Benchmark-Preis bildet den Wert der Erzeugungstechnologie in der betreffenden Periode gut ab und könnte eine systemdienliche Betriebsweise der EE-Anlagen anreizen. Die Methodik ist aus dem Fördermechanismus zur gleitenden Marktprämie weitgehend bekannt.

Der über ein Grundlast-Profil definierte Benchmark-Preis beschreibt, wie viel der Strom einer dauerhaft und gleichmäßig einspeisenden Anlage wert gewesen wäre. Mit anderen Worten: aus den Preisen aller einzelnen Stunden einer Lieferperiode wird ein Mittelwert gebildet ohne Gewichtung bestimmter Stunden. Dieser Wert wird dann als Benchmark-Preis für die fluktuierend einspeisenden EE-Anlagen verwendet und mit deren Strike-Preis verglichen. Der Kannibalisierungseffekt der fluktuierend einspeisenden EE-Anlagen am Spotmarkt wird damit allerdings ausgehebelt. EE-Anlagen wird dann ein anderer Markterlös zugewiesen als derjenige, der durch das Einspeiseprofil erzielt werden konnte. In Monaten mit starker Kannibalisierung (z.B. bei PV-Anlagen im Sommer) führt das zu einer Schlechterstellung des Anlagenbetreibers. Diese Problematik könnte gemildert werden,

wenn die gebotenen Strike-Preise der Anlagenbetreiber in den wettbewerblichen Ausschreibungen entsprechend der Profilverwertigkeit angepasst werden. Anlagenbetreiber müssen sich in jedem Fall intensiv mit dem Thema Profilverwert im Vergleich zum Grundlast-Preis auseinandersetzen. Dies kann sich positiv auf die Terminmarktintegration auswirken, da am Terminmarkt auch mit Grundlast-Profilen gehandelt wird und Lerneffekte aus einem derartigen CfD-Modell genutzt werden können.

### 3.2.3 Bezugsmarkt zur Berechnung des Benchmark-Preises

Beim Bezugsmarkt hat man die Wahl zwischen den Optionen Intraday, Day-Ahead und Terminmarkt. Je länger der Bezugsmarkt in die Zukunft geht, umso planbarer sind die Erlöse für Anlagenbetreiber. Dementsprechend bieten Terminmarktpreise die größte Planungssicherheit für Projekte, aber auch für den Staat. Allerdings zeigt sich bei der Marktintegration ein umgekehrtes Bild. Preise auf den Intraday- oder Day-Ahead Märkten sind wesentlich volatiler. Intraday Preise sind intransparenter und es gibt keinen einheitlichen Marktpreis. Unter diesen Aspekten würden sich Anlagenbetreiber wohl eher an den Terminmärkten absichern.

Die schon heutige Förderung in Form der Marktprämie mit Day-Ahead Preisen als Bezugsmarkt kann in Relation zu den anderen Optionen als Mittelweg gesehen werden und schafft den Spagat zwischen der Begrenzung des bürokratischen Aufwands (im Vergleich zu Intraday-Märkten) und der Schaffung von Anreizen sich unabhängig von Förderungen am Terminmarkt abzusichern.

### 3.2.4 Bezugszeitraum zur Berechnung des Benchmark-Preises

Dieses Kriterium bestimmt, über welchen Zeitraum ein bestimmter Benchmark-Preis herangezogen und zu einem Durchschnittswert verarbeitet wird. Die Dauer des Bezugszeitraums wirkt sich in einem klaren Muster auf die An-

reize für neue Projekte, den bürokratischen Aufwand und die Marktintegration aus. Je kürzer, desto mehr Anreize für neue Projekte, desto höher der bürokratische Aufwand und desto weniger Anreize für eine Terminmarktintegration. Werden die Preise im (Viertel-)Stundentakt abgerechnet (entspricht der Granularität der Spotmarkt-Produkte), ergibt sich ein hohes Maß an Erlösabsicherung für den Betreiber, aber kein Anreiz auf Spotpreissignale zu reagieren. Die erhöhte Rentabilität wird mit einem Verlust in Sachen Spotmarktintegration erkauft. Außerdem

würde dies einen hohen bürokratischen Aufwand für den Staat bedeuten, um Daten zu erfassen.

Ein monatlicher oder jährlicher Referenzzeitraum reduziert den bürokratischen Aufwand und ist eher kompatibel mit schon heute gängigen Abrechnungszeiträumen. Außerdem werden mehr Anreize für eine selbstständige Direktvermarktung gesetzt. Anlagenbetreiber würden sich am Spotmarkt optimieren und verhindern, bei hohen negativen Strompreisen Verluste einzufahren. Dieses Risiko besteht darin,

#### Exkurs: Financial Wind CfDs nach Schlecht / Maurer / Hirth:

Klassische (oder „Benchmark“) CfDs wie hier bisher beschrieben werden von der Forschergruppe um Lion Hirt (Hertie School, Berlin) in einem Working Paper von 2022 als nicht ausreichend bewertet, da die gesamte Einspeisung vergütet wird und so nicht genügend Anreize zur Marktintegration gesetzt werden. Daher schlagen die Autoren vor, die Erzeugungsmenge von der Vergütung zu trennen. Anlagenbetreiber erhalten eine über eine Ausschreibung ermittelte feste Vergütung. Über die Einspeisung einer (virtuellen) Referenzanlage und die Day-Ahead Preise werden die stündlichen potenziellen Gewinne errechnet, die dann vom Anlagenbetreiber an den Staat zurückgezahlt werden müssen. Gelingt es dem Anlagenbetreiber höhere Gewinne als die Referenzanlage zu erzielen, so dürfen diese „Übergewinne“ behalten werden. Vermarktet sich ein Anlagenbetreiber schlechter, so entspricht die Differenz zwischen eigenen Gewinnen und denen der Referenzanlage dem Verlust des Anlagenbetreibers. Wenn diese Differenz höher als die feste stündliche Vergütung ist, macht der Anlagenbetreiber einen tatsächlichen Verlust.

Die vorgestellte Idee wirkt sich auf mehrere hier diskutierte Stellschrauben im CfD-Design aus. Das Financial CfD beinhaltet einen festen Strike-Preis (Kapitel 3.2.1) auf Basis dessen der Staat konstante Beträge an den Anlagenbetreiber auszahlt. Die Rückzahlungen vom Anlagenbetreiber an den Staat werden über die eingespeiste Menge einer technologiespezifischen Referenzanlage ermittelt (Kapitel 3.2.2 in Verbindung mit 3.3.2) sowie über die stündlichen Day-Ahead Marktpreise (Kapitel 3.2.3). Für die Referenzanlage werden drei verschiedene Methoden vorgeschlagen. Als Abrechnungs-Turnus wird monatlich vorgeschlagen, die Laufzeit des Financial CfD's soll 20 Jahre betragen (Kapitel 3.4.2). Aufgrund der langen Förderlaufzeit zielt das Financial CfD auf Neuanlagen ab, sodass die Förderung ab Inbetriebnahme zu erwarten wäre (Kapitel 3.4.1).

Ein Merkmal, welches das Financial CfD von allen anderen CfD-Arten unterscheidet, ist, dass hierbei nicht nur das Preisrisiko abgesichert wird, sondern auch das Volumenrisiko. Das Volumenrisiko bezeichnet die wetterabhängige Einspeisung. In einem für den Anlagenbetreiber schlechten Wetterjahr fällt der Erlös beim Benchmark CfD (und anderen Modellen) aufgrund der geringen produzierten Menge Strom niedrig aus. Beim Financial CfD ist das nicht der Fall, die staatlichen Auszahlungen sind volumen- und wetterunabhängig.

Der wesentliche Vorteil des Financial CfD für Anlagenbetreiber ist also, dass das Erlösrisiko, zusammengesetzt aus Preis- und Volumenrisiko, vollständig abgesichert ist. Dies verbessert die Erlösplanung, was sich wiederum in geringeren Kapitalkosten (da weniger Erlösrisiko) widerspiegeln müsste. Das Erlösrisiko übernimmt im Umkehrschluss der Staat.

dass Schwankungen der stündlichen Marktwerte im monatlichen/jährlichen Benchmark-Preis nivelliert werden, was zu einem niedrigen Betrag für die Ausgleichszahlung führt. Negative Preise am Spotmarkt, die von dieser (niedrigen) Ausgleichszahlung nicht kompensiert werden, würden für den Betreiber zu Verlusten führen. Darüber hinaus ähnelt ein monatlich oder jährlich festgeschriebener Preis den Gegebenheiten der Terminmärkte, was dazu führt, dass Kompetenzen im Bereich Terminmarkt-handel / PPAs aufgebaut werden.

### 3.3 Stellschrauben zur Mengengestaltung

#### 3.3.1 Mengen-Modell

Für das CfD Mengen-Modell gibt es zwei Ansatzpunkte: 1) gibt es eine Lieferverpflichtung einer Mindestmenge für den Anlagenbetreiber oder nicht, und 2) inwiefern können während der CfD-Laufzeit Mengen der Stromerzeugung in bestimmte Vermarktungsregime zugeteilt (allokiert) werden.

Die Verpflichtung einer Liefermenge erhöht den Druck für die Anlagenbetreiber, genau zu kalkulieren und die zugesicherte Menge auch zu liefern. Es könnte sowohl eine zu liefernde Mindestmenge aber auch eine maximale Menge festgelegt werden, die noch gefördert wird. Je nach dem kann der Anlagenbetreiber dann die prognostizierte Erzeugungsmenge optimieren, indem er z.B. einen sicheren Sockelbetrag über das CfD und einen (unsicheren) zusätzlichen Ertrag über andere Märkte veräußert. Der Systembetreiber bzw. Staat gewinnt durch Lieferverpflichtungen Sicherheit für bereitgestellte Mengen und kann hinsichtlich der Zielerreichung der EE-Anteile an der Stromerzeugung besser planen.

Ohne Verpflichtung von Liefermengen ist der Anlagenbetreiber nicht in der Pflicht, die Stromerzeugung zu optimieren oder Fehlmengen geeignet nachzukaufen. Sofern die Erträge aus dem CfD ausreichen, ist keine weitere Absicherung des Erlörisikos für den Betreiber erforderlich.

Die Möglichkeiten der Zuteilung von erzeugten Strommengen in CfDs oder andere Märkte ergibt sich wie folgt.

Zunächst könnte die Möglichkeit der Kombination von PPA und CfD auf Projektebene ausgeschlossen werden. Je nach Attraktivität des CfD-Programmes könnte das PPA-Geschäft erheblich schmälern.

Die Mengen-Allokation könnte ex-ante, also vor Beginn der Lieferperiode erfolgen. Dann müssten Anlagenbetreiber anhand von Prognosen abschätzen, wie viel Volumen in welche Vermarktungsform allokiert wird. Im CfD wäre für diese Option ein Minimum der zu erzeugenden Menge im Betrachtungszeitraum festzulegen. Überschüsse können dann in die freie Vermarktung. Das Risiko, dass die zugesagten Mengen nicht geliefert werden, liegt beim Betreiber.

Alternativ könnte eine Mengen-Allokation ex-post vorgenommen werden. Dann würde nach der Lieferperiode eine bestimmte erzeugte Menge in das CfD-Programm gestellt. Im CfD wäre für diese Option ein Maximum der erzeugten Menge festzulegen, die ein Betreiber über das CfD absichern kann. Diese Option wurde z.B. im polnischen CfD-Modell gewählt. Dort kann man innerhalb von drei Jahren eine festgelegte Menge flexibel in die CfD-Absicherung schreiben.

Zuletzt wäre eine weitere Option, statt der gleichzeitigen Nutzung von CfD und anderen Vermarktungsformen, einen (regelmäßigen) Wechsel dazwischen zu ermöglichen, z.B. jährlich. Alternativ könnte die Anzahl der Wechsel zwischen den Vermarktungsformen über die Laufzeit der Förderung begrenzt werden, z.B. sind bei 10 Jahren Laufzeit 3 Wechsel erlaubt. Hierbei besteht die Gefahr der Ausnutzung der CfD-Absicherung in „schlechten“ Zeiten, außerdem entsteht ein enormer administrativer Aufwand sollten zahlreiche Ummeldungen möglich sein. Die Terminmarktintegration wäre hierbei begrenzt, da für „schlechte“ Monate der CfD bevorzugt werden würde und nicht ein PPA oder sonstiges Terminmarktgeschäft.

### 3.3.2 Referenz-Erzeugung zur Berechnung der CfD-Menge

Ähnlich wie bei der Ermittlung des Benchmark-Preises braucht es auch für die abzurechnende Menge eine klare Definition der Instanz, von der Daten bezogen werden.

Wenn die Menge aus der tatsächlichen Erzeugung der eigenen Anlage stammt, besteht der Anreiz, diese eigene Erzeugungsmenge zu maximieren. Wenn Prognosen als Referenz verwendet werden, verbleibt die Prognose-Abweichung zur IST-Lieferung in den Händen der Betreiber. Dann besteht kein Anreiz bei zu geringer Einspeisung am Markt nachzukaufen, das geht zu Lasten der Spotmarktintegration. Eine Herausforderung bei den Prognosen ist, eine faire Methode zu finden und durchzusetzen, anhand derer die potenzielle Einspeisung ermittelt wird. Es besteht eine Gefahr für Betrug und Streitigkeiten.

Gilt die Erzeugung einer technologiespezifischen Referenzanlage als maßgeblich, wird zwar der Datenaufwand und die Betrugsgefahr reduziert, aber es besteht das Risiko für ineffiziente Betriebsweisen der Anlagen sowie das Risiko hoher Differenzzahlungen.

### 3.3.3 Bezugszeitraum zur Berechnung der CfD-Menge

Diese Stellschraube bestimmt, über welchen Zeitraum die abrechnungsrelevanten Strommengen aufaddiert werden, um dann die Ausgleichszahlung zu ermitteln. Somit kann dieses Kriterium auch den Abrechnungszyklus der Ausgleichszahlungen mitbestimmen. Wenn der Bezugszeitraum für die Menge granularer ist als der Bezugszeitraum für den Benchmark-Preis, sind Abschlagszahlungen erforderlich bis zur finalen Kenntnis des Benchmark-Preises.

Je kürzer der Zeitraum, umso mehr Daten- und Zahlungsströme sind erforderlich, das ist fehleranfällig, aufwändig und muss automatisiert werden. Je länger der Zeitraum, umso länger müssen Betreiber auf die Ausgleichszahlung warten. Tägliche Abrechnungen wären syn-

chron zur Vermarktung am Spotmarkt, aber monatliche Abrechnungen passen besser zu den Tilgungsintervallen für typische Bankkredite.

Lange Abrechnungszyklen erfordern ggf. eine zusätzliche Absicherung des Erlörisikos/Preisrisikos durch z.B. Terminmarktgeschäfte.

## 3.4 Sonstige vertragliche Stellschrauben

### 3.4.1 Beginn der Förderung

Je näher der Beginn der Förderung sich an das Datum der Inbetriebnahme (IBN) der Neuanlage anpasst, umso höher ist die Absicherung des Projektes.

Neuanlagen benötigen je nach Typ und Größe aufgrund der Genehmigungen und der Planungs- und Bauphase teilweise mehrere Jahre von der Initiierung bis zur Inbetriebnahme (IBN) (gilt insbesondere für Windenergie). Nach der Zuteilung der CfDs über eine Ausschreibung sollte ein ausreichend langer Zeitraum gewährt werden, um das Projekt zu bauen. Ein Fördermechanismus, der eine verpflichtende Lieferung innerhalb weniger Monate nach der Ausschreibung vorsieht, wäre i.d.R. nur für Bestandsanlagen anwendbar und würde das Ziel, Neuanlagen zu fördern, verfehlen.

Je später der Beginn der Förderung liegt, umso eher ist das Projekt gezwungen, sich für die Anfangsphase eigenständig am Terminmarkt abzusichern (z.B. PPAs), um nicht dem Spotmarktpreisrisiko ausgesetzt zu sein. In der Planungsphase hätte das negative Konsequenzen für die Kapitalkosten, wenn unklar ist, wie die Erlöse in der Zeit vor der CfD-Förderung aussehen. Wenn die Förderung über den CfD 3-5 Jahre nach IBN beginnt, wird aber die Liquidität am Terminmarkt erhöht, weil Anlagenbetreiber gezwungen wären, PPAs oder andere Kontrakte abzuschließen.

Beginnt die Förderung 3-5 Jahre nach der Ausschreibung, könnte das sowohl für Neu- als auch Bestandsanlagen interessant sein. Die Bestandsanlagen, die ggf. bisher ohne Förderung

auskamen, stellen dann eine Konkurrenz zu neuen Projekten dar, insbesondere wenn die CfD-Laufzeit eher gering ist (z.B. 5 Jahre). Um gezielt Neuanlagen zu fördern, könnten entsprechende Bedingungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen festgelegt werden. Der Beginn der Förderung zu einem vorab bekannt gegebenen Stichtag hat für die Gesellschaft/den Staat keine besonderen Risiken. Nichterfüllung von Lieferverpflichtungen könnten geahndet werden, um etwaige Schäden zu kompensieren.

### 3.4.2 Dauer der Förderung

Je kürzer die Laufzeit eines CfDs ist, umso niedriger sind die langfristigen finanziellen Verpflichtungen des Fördermittelgebers (Staat). Dadurch sinkt auch das Risiko von Überförderung, wenn z.B. zu späteren Jahren die EE-Anlagen über den freien Markt auskömmliche Erträge erwirtschaften können. Eine kurze Laufzeit ermöglicht zudem eine flexiblere Anpassung an sich verändernde Marktbedingungen. Außerdem gibt es einen größeren Spielraum, die Anlage nach der CfD-Laufzeit über einen PPA zu vermarkten.

Auf der anderen Seite profitieren EE-Projekte von langen CfD-Laufzeiten durch eine erhöhte Planungssicherheit bis über den Zeitpunkt hinaus, an dem die Kredite vollständig getilgt wurden.<sup>3</sup> Das steigert die Attraktivität für (Fremdkapital-)Investoren, reduziert die Kapitalkosten und erhöht wiederum die Rentabilität.

Bei einer kurzen CfD-Laufzeit von nur 2-5 Jahren könnte der Anlagenbetreiber versuchen, direkt ein Anschluss-PPA abzuschließen, um der Bank gegenüber eine Erlösquelle nachweisen zu können, die sich über einen ausreichend langen Zeitraum erstreckt. Es dürfte schwierig sein, einen PPA als Anschlussvertrag bereits in der Planungsphase abzuschließen. Der Abnehmer eines solchen PPAs (Sicherung des Preises heute, Belieferung erst in einigen Jahren), trägt ein hohes Risiko, dass sich die Preise in der Zwi-

schenzeit ändern. Diese Belastung der Risikoposition ohne weiteren Nutzen wird kaum ein Unternehmen eingehen wollen. Ohne solch einen Anschlussvertrag, der die Einkommensquelle nach der CfD-Laufzeit sichert, könnten Banken eine Finanzierung des gesamten EE-Neubauprojekts leicht ausschließen, weil die Erlöse zu unsicher sind. Mit steigender Kenntnis seitens der Finanzindustrie bezogen auf langfristige Marktpreisentwicklungen könnten allerdings schrittweise kürzere Perioden der finanziellen Absicherung finanzierbar („bankable“) werden.

<sup>3</sup> In der Regel bieten Fremdkapitalgeber häufig Kreditlaufzeiten so an, dass diese ein paar Jahre kürzer sind als die Dauer der gesicherten Einnahmen (z.B. über ein Förderprogramm). Das erzeugt einen Puffer, falls die Tilgung zwischenzeitlich ausgesetzt werden

muss. Existiert der Puffer nicht aufgrund kurzer Förderlaufzeiten, dürfte sich das in einem höheren Zinssatz und folglich höheren Kapitalkosten widerspiegeln.

## 4 Vorschläge für ein CfD Design

### 4.1 Aktuelle Situation

Für Deutschland wäre die Einführung eines zweiseitigen CfD eine Weiterentwicklung der DV mit gMP. Deswegen wird nun zunächst dieser existierende Fördermechanismus anhand der erläuterten Stellschrauben einsortiert. Die DV mit gMP weist folgende Eigenschaften auf:

- Preis-Modell: fixer Strike-Preis („anzulegender Wert“)
- Referenz-Erzeugungsprofil zur Berechnung des Benchmark-Preises: technologiespezifisches Referenzanlagenprofil
- Bezugsmarkt zur Berechnung des Benchmark-Preises: Day-Ahead Markt
- Bezugszeitraum zur Berechnung des Benchmark-Preises: monatlich
- Mengen-Modell: keine Lieferverpflichtung einer Erzeugungsmenge, monatliche Wechselmöglichkeit in die sonstige Direktvermarktung
- Referenz-Erzeugung zur Berechnung der CfD-Menge: tatsächliche Erzeugung der jeweiligen Anlage
- Bezugszeitraum zur Berechnung der CfD-Menge: monatlich
- Beginn der Förderung: mit Inbetriebnahme
- Dauer der Förderung: 20 Jahre

Im Folgenden wird ein „ausgewogenes CfD-Design“ für Deutschland vorgeschlagen.

### 4.2 Ausgewogenes Design

Die Eigenschaften des Vorschlags für ein ausgewogenes CfD-Design (vgl. Abbildung 5) wurden so gewählt, dass es ausreichend attraktiv ist, neue Projekte zu entwickeln, gleichzeitig der Staat bzw. die Gesellschaft nicht zu viele Risiken eingeht, und auch Anreize bestehen, zumindest einen Teil der Stromerzeugung am Terminmarkt z.B. über PPAs abzusichern.

Der ausgewogene Vorschlag umfasst folgende Eigenschaften (Begründung in Klammern):

- Preis-Modell: Cap & Floor Modell (Der Korridor vom Cap- und Floor-Preis muss so gewählt werden, dass die Unsicherheit der Erlöse hinreichend groß ist, um Absicherung am Terminmarkt anzureizen, aber auch nicht zu groß, sodass Investoren und Betreiber mangels Planungssicherheit abgeschreckt werden. Der Aufwand für die Systemumstellung wäre gering.)
- Referenz-Erzeugungsprofil zur Berechnung des Benchmark-Preises: variables Profil (automatisch wird der Profilverwert der Anlagen berücksichtigt)
- Bezugsmarkt zur Berechnung des Benchmark-Preises: Day-Ahead Markt (wichtigster Referenzmarkt auch für Terminmarktgeschäfte, somit als Vergleich für Terminmarktgeschäfte geeignet, hohes Handelsvolumen, einheitlicher Marktpreis, Preistransparenz)
- Bezugszeitraum zur Berechnung des Benchmark-Preises: monatlich (bekannte Zeitspanne, passt zum Rhythmus der Ratenzahlung an die Bank, kein hohes Rechnungsaufkommen, fördert marktdienliche Einspeisung bzw. Reaktion auf negative Preise)
- Mengen-Modell: a) keine Lieferverpflichtung einer bestimmten Erzeugungsmenge (der Anlagenbetreiber trägt kein Risiko für eventuelle Strafen bei Mindererfüllung der Lieferpflicht, es wird das geliefert, was wetterbedingt möglich ist); b) Wechsel ermöglichen zwischen Vermarktung im CfD und der freien Vermarktung (bietet Betreibern die Wahl zeitlich nacheinander die Vermarktung zu optimieren, CfD muss ggf. als Backup erhalten, fördert für bestimmte Zeiten die Terminmarkt-Liquidität, aber nicht grundsätzlich)

- Referenz-Erzeugung zur Berechnung der CfD-Menge: tatsächliche Erzeugung einer Referenzanlage
- Bezugszeitraum zur Berechnung der CfD-Menge: monatlich
- Beginn der Förderung: ab Inbetriebnahme (sichert Erlöse in der Anfangszeit der EE-Anlage, was Kapitalkosten reduziert); ggf. zum Start des darauffolgenden Kalenderjahres

- (vereinfacht Terminmarktgeschäfte mit vollständigen Jahresbändern)
- Dauer der Förderung: 10 Jahre (PPAs haben häufig ähnliche Laufzeit, keine Überförderung für zu langen Zeitraum, dennoch ausreichend lange Absicherung für Senkung der Kapitalkosten)

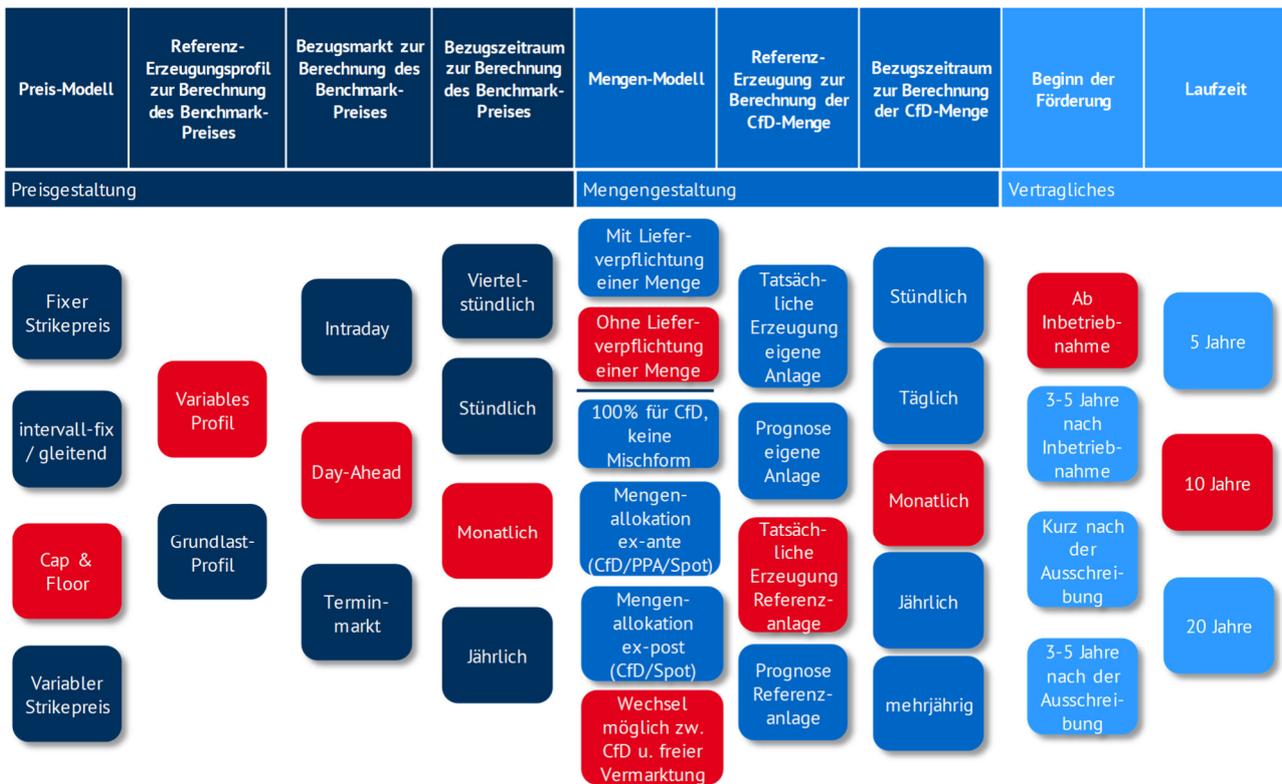


Abbildung 5: Design-Vorschlag für ein ausgewogenes CfD-Förderinstrument (rote Markierung zeigt die gewählte Einstellung der jeweiligen Stellschraube)

## 5 Fazit

Die vorgenommenen Bewertungen der einzelnen Stellschrauben zeigen, dass jede Entscheidung mit Abstrichen oder Kompromissen entweder für Anlagenbetreiber, den Staat oder die Marktintegration einhergeht. Das bedeutet jedoch nicht, dass ein CfD nur dienlich sein kann, um entweder neue Projekte anzureizen oder die volkswirtschaftlichen Risiken zu begrenzen. Vielmehr geht es darum, ein geeignetes Design zu finden, das eine Balance findet. Darüber hinaus können CfDs als die nächste Stufe in der Evolution der Förderinstrumente gesehen werden, die eine immer selbstständigere Vermarktung der Anlagen anregen soll. Mit anderen Worten: den Investoren und Betreibern von neuen EE-Projekten soll mit dem CfD kein Bett angeboten werden, in dem er es sich über Jahre hinweg gemütlich macht, sondern ein Bett zum

Krafttanken, um anschließend in der freien Vermarktung zu bestehen.

Ein vielversprechender Weg in der Kombination der Design-Optionen für den CfD wäre, viel Gewissheit hinsichtlich des Preises zu gewähren, aber den Betreibern Optimierungsspielraum hinsichtlich der Menge zu lassen. Allerdings ist dies natürlich auch mit Risiken verbunden, wenn bei Fehlprognosen oder Misswirtschaft hohe Kosten entstehen.

Grundsätzlich ist auch festzuhalten, dass die vorgenommene Bewertung der einzelnen Stellschrauben sich verändern kann, wenn mehrere Stellschrauben miteinander kombiniert werden.

## Quellen

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): 4. Sitzung der AG 1 der PKNS – Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien (AG EE), 29. September 2023, Präsentationsunterlagen, zur Verfügung gestellt unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/pkns-down-load-dokumente.html> [letzter Zugriff am 20.12.2023].

Bundesregierung (2023): Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen. [online] <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310> [letzter Zugriff am 20.12.2023].

European Council (2023): Reform of electricity market design: Council and Parliament reach deal. [online] <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/12/14/reform-of-electricity-market-design-council-and-parliament-reach-deal/> [letzter Zugriff am 20.12.2023].

Guidehouse / Fraunhofer ISI (2023): Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien, Inputpapier für die AG 1 der PKNS, 19.06.2023, zur Verfügung gestellt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/pkns-down-load-dokumente.html> [letzter Zugriff am 20.12.2023].

Schlecht, Maurer, Hirth (2022): Financial wind CfDs, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, [online] [https://www.econstor.eu/bitstream/10419/267597/1/Financial\\_wind\\_CfDs.pdf](https://www.econstor.eu/bitstream/10419/267597/1/Financial_wind_CfDs.pdf) [letzter Zugriff 29.02.2024]

## Impressum

Auftraggeber: Green Planet Energy e.G.

Autoren:

Matthis Brinkhaus

Juri Schwartz

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

März 2024

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.