

Inputpapier für die AG 1 der PKNS:

Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien

19.06.2023

Erstellt von:

Guidehouse Germany GmbH (Dominik Peper, Dr. Malte Gephart, Dr. Corinna Klessmann)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Dr. Anne Held, Dr. Vasilios Anatlitis)

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt (Vorhaben: Wissenschaftliches Begleitvorhaben für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Förderkennzeichen: 03MAP424). Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren. Dieses Dokument ist nicht zur Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte bestimmt.

Guidehouse Germany GmbH | Hauptsitz: Albrechtstr. 10 c | 10117 Berlin | Tel. +49 30 7262 1410
Handelsregister Amtsgericht Charlottenburg | Handelsregisternr. HRB 191924 | Ust-ID-Nr. DE 316292507
Geschäftsführer: Scott McIntyre, Edward Eich, Deborah Ricci, Shamir Patel

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|----|
| 1. Einleitung | 3 |
| 2. Begriffserklärung zentraler Designelemente von gleitenden Marktprämien und CfD..... | 4 |
| 3. Betrachtete Wirkungsbereiche der Instrumente | 5 |
| 3.1 Schließung Wirtschaftlichkeitslücke | 6 |
| 3.2 Risikoabsicherung | 7 |
| 3.3 Marktintegration..... | 8 |
| 3.4 Erforderliche Systemumstellung..... | 8 |
| 4. Detailvorstellung der Instrumente | 9 |
| 4.1 Gleitende Marktprämie (gMP - Status quo)..... | 9 |
| 4.2 CfD mit stündlichem Referenzmarktpreis..... | 11 |
| 4.3 CfD mit jährlichem Referenzmarktpreis und dynamischer Rückzahlungsanpassung..... | 12 |
| 4.4 CfD mit Marktwertkorridor oder als Cap-and-Floor System | 14 |
| 4.5 Capability-based CfD..... | 15 |
| 4.6 Financial CfD | 17 |
| 5. Vergleichende Darstellung der Instrumente..... | 21 |

1. Einleitung

Das vorliegende Papier dient der Vorbereitung der Diskussion zu Contracts-for-Differences (CfD)-Modellen in der 3. AG 1-Sitzung (EE-Finanzierung) der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) am 22.06.23. Es baut auf dem vorangegangenen Inputpapier vom 24.04.23 sowie auf den Diskussionen der Sitzungen am 25.04.23 und 11.05.23 auf. Ziel des Papiers ist es, die Funktionsweise und Wirkungen ausgewählter CfD-Modelle präzise zu beschreiben und jeweilige zentrale Herausforderungen zu diskutieren.

Für Investitionen in erneuerbare Energien im Stromsektor wurden in der PKNS mit Blick auf die Erreichung der EE-Ausbauziele und die dafür sehr hohe benötigte Ausbaugeschwindigkeit festgehalten, dass insbesondere die Sicherung der Wirtschaftlichkeit sowie die Risikoabsicherung zentrale politische Handlungsfelder sind. Für die Darstellung in diesem Papier wurden die im Detail zu betrachtenden staatlichen Instrumente zunächst auf diejenigen eingeschränkt, die diese Herausforderungen besonders zielsicher adressieren: gleitende Marktprämien und CfDs. Seit der Energiekrise werden CfDs zudem zunehmend mit Blick auf die damit verbundene Gewinnabschöpfung diskutiert. Der Vorschlag der Europäischen Kommission zur Reform des Europäischen Strommarktes sieht entsprechend CfDs als alleiniges Fördermodell für Betriebsbeihilfen für EE vor. Auch die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2023 deutet darauf hin, dass Möglichkeiten zur Gewinnabschöpfung vorgesehen werden sollen, um Überförderung zu vermeiden.

Vor dem Hintergrund sind die hier betrachteten Varianten produktionsabhängige Förderzahlungen (CfDs mit stündlicher Referenzperiode, CfDs mit jährlicher Referenzperiode inkl. dynamischer Rückzahlungsanpassung, CfDs mit Marktwertkorridor bzw. Cap-and-Floor) und produktionsunabhängige Instrumente (sog. „Capability-based CfDs“ sowie „financial CfDs“). Die CfD-Varianten werden vor dem Hintergrund des Status Quo, d.h. der einseitigen gleitenden Marktprämie (auch unter Berücksichtigung der derzeit geltenden Gewinnabschöpfung) diskutiert.

Das vorliegende Papier stellt zunächst die betrachteten Wirkungsbereiche der Instrumente dar, d.h. die Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke, Risikoabsicherung (Preis-, Mengen-, Basis- und Liquiditätsrisiko), Marktintegration, Wechselwirkungen der Instrumente mit dem PPA-Markt und die für die Einführung der Instrumente erforderliche Systemumstellung. Anschließend werden die gleitende Marktprämie und die CfD-Modelle im Detail mit Blick auf ihre Funktionsweise, Wirkungen und zentrale Herausforderungen diskutiert. Abschließend werden in der vergleichenden Darstellung die zentralen Merkmale und Herausforderungen festgehalten.

Während das Papier eine Basis für die strukturierte Diskussion in der PKNS-Sitzung am 22.06.23 bieten soll, soll es nicht der detaillierten, kriteriengeleiteten Bewertung vorgreifen, die im Anschluss noch stattfinden soll, und nimmt insbesondere keine Gewichtung der Wirkungen und Herausforderungen vor.

Aufbauend auf den Diskussionsergebnissen der letzten AG1-Sitzung sind in diesem Papier Quotensysteme mit Zertifikatehandel, fixe Marktprämien sowie reine Investitionsbeihilfen von der Diskussion ausgenommen, v.a. aufgrund ihrer mangelnden Fähigkeit, die Wirtschaftlichkeitslücke effektiv und zuverlässig zu schließen. Zudem werden in diesem Papier verschiedene Designelemente nicht diskutiert, die über die genannten CfD-Varianten hinweg relevant sein können, den Rahmen des Papiers aber sprengen würden. Hierzu gehört zum Beispiel die Frage, ob Förderung über einen festen Zeitraum oder für definierte Strommengen geleistet werden soll. Diese Frage kann ggf. zu einem späteren Zeitpunkt adressiert werden. Der Aspekt möglicher Wechselwirkungen zwischen den Fördermodellen und dem PPA-Markt wird in diesem Papier nur übergreifend eingeordnet, da dieser separat in der Sitzung am 22.06.2023 diskutiert wird. In diesem Papier wird zudem ein Fokus auf Förderung gelegt, die mittels wettbewerblicher Ausschreibungen festgelegt wird.

2. Begriffserklärung zentraler Designelemente von gleitenden Marktprämien und CfD

In diesem Kapitel werden Begriffe geklärt, die zentral für die Ausgestaltung der Instrumente sind und die im Verlauf des Papiers durchweg verwendet werden.

Referenzmarktpreis und Referenzperiode

Der Referenzmarktpreis ist der über einen bestimmten Zeitraum gewichtete Mittelwert der Day-Ahead-Marktpreise (ggf. multipliziert mit technologiespezifischen Profilkfaktoren, die das Einspeiseprofil von Wind- oder Solarenergie reflektieren). Der Zeitraum, über den gemittelt wird, wird als Referenzperiode bezeichnet. Dabei kann der Referenzmarktpreis sowohl auf Technologieebene als auch technologieübergreifend bestimmt werden. Während eine kurze Referenzperiode von z.B. einer Stunde Risiken aus Marktpreisschwankungen praktisch komplett absichert, sichern Systeme mit monatlichen Referenzperioden saisonale und längerfristige Preisrisiken ab. Mit einer jährlichen Definition der Referenzperiode werden nur noch längerfristige Preisrisiken abgesichert, jedoch keine saisonalen Risiken.

Anzulegender Wert und Marktprämie

Der anzulegende Wert entspricht der theoretisch ermittelten Vergütungshöhe für erneuerbaren Strom in Marktprämien- bzw. CfD-Modellen und setzt sich aus dem Referenzmarktpreis und der Marktprämie zusammen. Wird die Förderung ausgeschrieben, erfolgt das Gebot auf den anzulegenden Wert. Je nach Bestimmung der Referenzperiode und Abweichungen zwischen den am Strommarkt erzielten Marktwerten und dem Referenzmarktpreis weichen die realen Einnahmen für erneuerbaren Strom vom anzulegenden Wert ab und bilden sich aus der Summe der berechneten Marktprämie und den am Strommarkt erzielten Erlösen aus den Marktwerten.

Einseitige vs. zweiseitige Marktprämie

In einem einseitigen Marktprämienmodell wird eine bestehende Wirtschaftlichkeitslücke über eine Prämienzahlung gedeckt. Die einseitige Marktprämie ist eine gleitende Prämie, die entsprechend der Entwicklung eines bestimmenden Referenzmarktpreises variabel gestaltet ist. Dabei erfolgt in der einseitigen Ausgestaltung keine Rückzahlung bzw. Abschöpfung von Erlösen, falls die Referenzmarktpreise höher sind als der anzulegende Wert.

In einer zweiseitigen Marktprämie, auch CfD genannt, werden Rückzahlungen fällig, sobald die Referenzmarktpreise den anzulegenden Wert übersteigen. Dieses Designelement bietet die Grundlage, um überhöhte Förderzahlungen über die Förderlaufzeit zu vermeiden und zudem Gewinne aus unerwarteten Marktwertanstiegen abzuschöpfen.

3. Betrachtete Wirkungsbereiche der Instrumente

Im Folgenden werden die zentralen Wirkungsbereiche der diskutierten Instrumente vorgestellt. Hierzu gehören die Funktion der Schließung einer möglichen Wirtschaftlichkeitslücke, die im Grundsatz durch alle betrachteten Instrumente erreicht werden kann und daher nicht pro Instrument, sondern in der Gesamtschau diskutiert wird. Eine eng verknüpfte, aber nicht deckungsgleiche Funktion ist die Absicherung der Preis-, Mengen-, Basis- und Liquiditätsrisiken. Hier gibt es deutliche Unterschiede zwischen den Instrumenten. Zu den zentralen Wirkungsbereichen der Instrumente gehören zudem die Marktintegration (mit Blick auf systemische Effizienz, effizienten Dispatch und effiziente Investitionsentscheidungen) und die aus den Instrumenten resultierende Systemumstellung. In der Summe sind diese Wirkungsbereiche maßgeblich dafür, ob das Instrument effektiv zur Sicherstellung des EE-Ausbaus beiträgt. Von den genannten Wirkungsbereichen wurden in der vergangenen PKNS-Sitzung das Schließen der Wirtschaftlichkeitslücke sowie die Risikoabsicherung als besonders relevant für eine hohe Zubaugeschwindigkeit von EE identifiziert.

Bei der vergleichenden Diskussion der CfD-Varianten ist anzumerken, dass für die tatsächliche Sicherstellung des EE-Ausbaus zahlreiche Aspekte außerhalb der hier diskutierten Instrumente relevant sind, wie z.B. die Flächenverfügbarkeit, beschleunigte Genehmigungsverfahren und verfügbare Netzanschlüsse.

Durch die Einführung von CfDs entstehen Wechselwirkungen mit dem PPA-Markt. Zentrale Aspekte werden in der untenstehenden Textbox übergreifend dargestellt, die detaillierte Diskussion zu den Wechselwirkungen findet im zweiten Teil der AG1-Sitzung am 22.06.23 statt.

Wechselwirkungen von CfDs mit dem PPA-Markt

Die verschiedenen Förderinstrumente entwickeln jeweils Wechselwirkungen mit dem PPA-Markt.

Im Status Quo der gleitenden Marktprämie ist ein monatlicher Wechsel zwischen geförderter Direktvermarktung und ungeförderter sog. „sonstiger Direktvermarktung“ (sDV) möglich. Im Rahmen der sDV werden i.d.R. PPAs mit kurzer Laufzeit abgeschlossen. Hochpreisphasen am Strommarkt begünstigen den Abschluss der PPAs mit kurzer Laufzeit in der sDV (da hierdurch entsprechende Mehreinnahmen abgesichert werden können). PPAs im Rahmen der sDV ermöglichen zusätzliches PPA-Angebot, reizen aber keinen zusätzlichen EE-Zubau an.

Alle CfD-Varianten beinhalten Rückzahlungsverpflichtungen, d.h. der Wechsel aus dem Fördersystem heraus müsste regulatorisch verhindert werden (oder nur unter sehr beschränkten Bedingungen zugelassen werden), so dass etwaige Rückzahlungsverpflichtungen durch die Produzenten nicht umgangen werden können.

Dies führt zu einer klareren Segmentierung zwischen geförderten und ungefördernden EE-Anlagen als im Status Quo. Im Kontext von CfDs muss für EE-Anlagen zum Investitionszeitpunkt abschließend geklärt sein, ob sie für die gesamte Förderperiode ihren Strom im Rahmen des CfDs vermarkten oder auf Basis von PPAs finanziert werden.

Die Einführung von CfDs nimmt entsprechend die kurzfristigen PPAs vom Markt, die im Kontext des flexiblen Wechsels von der geförderten Direktvermarktung in die sonstige Direktvermarktung abgeschlossen werden. Kurzfristige PPAs werden zugleich zunehmend durch Anlagen ermöglicht, die nach 20 Jahren aus der Förderung fallen, in der Regel aber noch mehrere Jahre weiter betrieben und durch PPAs vermarktet werden können.

In CfD-Ausschreibungen werden die Ausschreibungsteilnehmer ihre Alternativen in Form von PPAs in das Gebot mit einpreisen. Wenn der PPA-Abschluss unter Berücksichtigung der zusätzlichen Risiken und damit Kapitalkosten wirtschaftlich attraktiv ist, wird der dort zu erzielende Mehrerlös zumindest teilweise ggf. auf das Gebot in der CfD-Ausschreibung aufgeschlagen. Inwiefern ein solcher Aufschlag stattfindet, hängt von den Erlös- und Realisierungspotenzialen außerhalb der Förderung ab sowie vom Wettbewerbsniveau und Höchstpreis in den CfD-Ausschreibungen.

3.1 Schließung Wirtschaftlichkeitslücke

Die Einnahmen der erneuerbaren Energien am Stromgroßhandelsmarkt (börslicher- und außerbörslicher Handel) müssen grundsätzlich die Stromgestehungskosten übersteigen, damit ein Projekt ohne ergänzende Förderung wirtschaftlich ist. Zu den möglichen Einnahmequellen gehören grundsätzlich auch Herkunftsnachweise (HKN, siehe auch separate Textbox).

Rolle von HKN (Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung)

HKN weisen die grüne Eigenschaft des produzierten und verbrauchten Stroms nach. Sie werden im Rahmen des Doppelvermarktungsverbots nicht für geförderten Strom ausgestellt, da die grüne Eigenschaft dieses Stroms bereits anteilig allen Verbrauchern auf der Stromrechnung ausgewiesen wird. Bei ungeforderten Strom bedeuten HKN eine zusätzliche Einnahmequelle für EE-Produzenten. HKN-Preise sind jedoch, auch nach jüngsten starken Preissteigerungen, noch so niedrig, dass die zusätzlichen Einnahmen keine besondere Relevanz für die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen haben. Zugleich sind HKN die Grundlage auf der EE-PPAs abgeschlossen werden, da durch sie die grüne Eigenschaft des ungeforderten EE-Stroms vom Produzenten via dem Stromversorger auf den Verbraucher übertragen wird.

Gegenwärtig wird die Weiterentwicklung der HKNs hinsichtlich verschiedener Aspekte diskutiert, so z.B. inwieweit zeitlich und räumlich granulare HKNs sinnvoll sind und wie sie eingeführt werden können. Auch die Handhabung der HKN nicht nur durch Energieversorger, sondern auch Endverbraucher und mit HKNs verbundene Transaktionskosten sind Gegenstand der Diskussion.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie sich sowohl mögliche Einnahmen als auch Kosten der erneuerbaren Energien in Zukunft entwickeln (siehe auch das Inputpapier zur AG1 der PKNS vom 24.04.23). Mehrere Analysen deuten darauf hin, dass Marktwerte bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zukünftig deutlich sinken werden. Zudem führt das häufigere Auftreten negativer Preise zu einem Mengenrisiko, da in diesen Stunden keine Förderung gezahlt wird.

Vermarktungskosten im Kontext der Energiepreiskrise

Direktvermarkter werden für den Vermarktungsservice bezahlt (so z.B. für die Übernahme der Bilanzkreisverantwortlichkeit und Wetterprognosen). Die Kosten der Direktvermarktung werden in der Regel in Beziehung zum Strompreis festgelegt. D.h. steigende Strompreise bedeuten i.d.R. auch steigende Direktvermarktungskosten, was insbesondere im Zuge der Energiepreiskrise für EE-Anlagenbetreiber relevant wurde. Die Variabilität der Direktvermarktungskosten hat Auswirkungen auf die Sicherung der Wirtschaftlichkeit in den verschiedenen Förderinstrumenten, die in unterschiedlichem Maß zulassen, dass gestiegene Direktvermarktungskosten durch Mehreinnahmen kompensiert werden.

Im Diskussionsprozess der PKNS wurde die Einschätzung geteilt, dass auch zukünftig eine Wirtschaftlichkeitslücke für einen signifikanten Teil der Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgeglichen werden muss, um die Zielerreichung zu gewährleisten.

Ob die Wirtschaftlichkeitslücke effektiv geschlossen wird, hängt mit der Verteilung der Risiken zwischen Markt und Staat zusammen und mit der Frage, welche Risiken in welchem Umfang staatlich abgesichert werden.

3.2 Risikoabsicherung

Verteilung der Risiken und Förderkosteneffizienz

Für eine hohe volkswirtschaftliche Effizienz ist eine effiziente Verteilung der Risiken, die mit EE-Projekten verbunden sind, anzustreben. Hierbei lässt sich zwischen produktiven und unproduktiven Risiken unterscheiden. Produktive Risiken sind für Betreiber und Investoren kalkulierbar und lassen sich aus eigener Kraft mit verschiedenen Mitteln absichern bzw. reduzieren, indem beispielsweise komplexe Aufgaben an professionelle Akteure ausgelagert (Wetterprognose, Direktvermarktung, etc.) oder Einnahmen durch Finanzprodukte abgesichert werden (Futures, Forwards/PPAs). Die notwendige Bewirtschaftung produktiver Risiken reizt Effizienz bei der Umsetzung der EE-Projekte an.

Unproduktive Risiken sind für Erzeuger schwer oder nicht kalkulierbar und können von diesen nicht effektiv adressiert werden. Hierzu gehören tendenziell langfristige Preis- und Mengenrisiken, da sie stark durch staatliche Markteingriffe bestimmt werden (s.u.). Derartige Risiken erhöhen die Kapitalkosten oder verhindern gänzlich die Finanzierbarkeit der Projekte. Umgekehrt führt eine gute Absicherung unproduktiver Risiken zu geringeren Kapitalkosten und somit zu geringeren Stromgestehungskosten.

Im Sinne der volkswirtschaftlichen Effizienz kann es insofern sinnvoll sein, unproduktive Risiken staatlich abzusichern. Bei der Ausgestaltung von Förderinstrumenten ist zu entscheiden, welche Risiken als eher produktiv oder unproduktiv eingeordnet werden und in welchem Maße sie staatlich abgesichert werden sollen. Die staatliche Absicherung bestimmter Risiken kann die Kapitalkosten der EE-Projekte stark senken, damit die notwendige Förderung reduzieren und somit die Förderkosteneffizienz erhöhen.

Preisrisiko

Das Preisrisiko beschreibt das Risiko, dass die Preisprognose von den tatsächlichen Marktpreisentwicklungen negativ abweicht und somit weniger Erlöse erwirtschaftet werden, als zur Schuldentilgung notwendig wären. Während es auch kurzfristige Preisrisiken gibt, ist das langfristige Marktpreisrisiko für Investoren besonders schwer zu kalkulieren, da die Preisentwicklung von vielen sich dynamisch entwickelnden Randbedingungen abhängt. Hierzu gehören z.B. der Anteil und die Zusammensetzung der EE im Stromsystem, der Ausbau von Flexibilitäten sowie die Finanzierung von Residuallastkapazitäten.

Mengenrisiko

Das Mengenrisiko von EE-Projekten bezieht sich auf Abweichungen von der prognostizierten abgesetzten Strommenge. Naturgemäß hängt die Stromerzeugung von Wind- und Sonnenenergie zunächst vom Wetter an den jeweiligen Standorten ab. Die Verfügbarkeit der EE-Ressourcen ist nur bis zu einem gewissen Grad prognostizierbar und kann kurz- und mittelfristig vom Erwartungswert abweichen. Über längere Zeiträume (Jahrzehnte) reduzieren sich die Ertragsrisiken durch das Wetterrisiko allerdings stark und sind bislang nicht als zentrales Ertragsrisiko in Erscheinung getreten.

Mengenrisiken entstehen aktuell auch vermehrt durch temporäre Überangebote von EE-Strom. Diese führen zu negativen Preisen, infolgedessen die Betreiber gezwungen sind, ihre Anlagen abzuschalten. Die Abschaltung der Anlagen tritt meist in Phasen auf, in denen die Anlagen ein besonders hohes Erzeugungspotenzial haben, was den negativen Effekt verstärkt. Die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen hängt u.a. von der Verfügbarkeit lastseitiger Flexibilitäten und Exportkapazitäten ab, deren Entwicklung nur schwer vorhergesagt werden kann.

Abweichungs- bzw. Basisrisiko

Als Abweichungs- oder Basisrisiko werden in diesem Papier strukturelle Risiken bezeichnet, die sich für Betreiber von EE-Anlagen bei der Nutzung von Förderinstrumenten mit Referenzwerten oder -modellen ergeben. Durch die von der spezifischen Markt- und Erzeugungssituation der EE-Anlage unabhängige Vorgabe der Referenz entsteht ein Abweichungsrisiko für die Betreiber. Die Abweichung von

der Referenz muss allerdings nicht zwingend negativ, sondern kann auch positiv ausfallen. Die Einflussmöglichkeiten auf das Basisrisiko hängen von der jeweiligen Referenz ab.

Liquiditätsrisiko

Kreditnehmer müssen stets in der Lage sein, ihrem Schuldendienst nachzukommen. Je nach Ausgestaltung des Fördersystems ergeben sich unterschiedlich ausgeprägte Schwankungen im Geldfluss des Produzenten. Um die Schwankungen abzusichern, sind Liquiditätsreserven notwendig, die jedoch hohe Opportunitätskosten bedeuten und daher möglichst klein gehalten werden. Bei Fördermodellen mit Rückzahlungsverpflichtungen ist es notwendig, bestimmte Mengen an Kapital liquide zu halten, um diese bedienen zu können. Höhe und Eintrittswahrscheinlichkeit der Rückzahlung variieren ebenfalls je nach Ausgestaltung der Fördermodelle.

3.3 Marktintegration

Marktintegration kann grundsätzlich die Systemeffizienz steigern. Durch eine Exposition der EE-Projekte ggü. Marktpreissignalen (v.a. Strommarktpreisen) müssen die Betreiber ihre EE-Projekte ggü. diesen kurz-, mittel- und langfristigen Preissignalen optimieren. In dem Ausmaß, in dem Marktpreissignale Aspekte des Stromsystems umfassend widerspiegeln, entstehen durch Marktpreisexposition Anreize, sich systemdienlich zu verhalten. Das kann sowohl die Investitionsentscheidung (Anlagenauslegung, Standortwahl) als auch den Anlageneinsatz (Dispatch) betreffen. Wenn Marktpreissignale das Stromsystem nur begrenzt widerspiegeln, z.B. in Abwesenheit lokaler Preissignale, kann die betriebswirtschaftliche Optimierung von der volkswirtschaftlichen Effizienz abweichen.

Bei dargebotsabhängigen EE-Kraftwerken ist zu beachten, dass sie weniger flexibel auf Marktpreissignale reagieren können als flexibel steuerbare Kapazitäten. Dennoch gibt es kurz-, mittel- und langfristige Reaktionsmöglichkeiten auf Marktpreise, z.B. kurzfristig die Abregelung von Anlagen in Zeiten negativer Preise, mittelfristig die Optimierung der Wartungsplanung und längerfristig die marktdienliche Standortwahl und Anlagenauslegung (Schwachwindanlagen, Ost-West-Ausrichtung von PV-Anlagen, Kombination mit Speichern).

Je nach Ausgestaltung der Förderinstrumente können Preissignale weitergegeben oder verzerrt (d.h. gedämpft oder verstärkt) werden. Verzerrungen können zu Fehlanreizen und ineffizientem Verhalten der Marktakteure führen. Wo durch die Abwesenheit oder Störung von Preissignalen (z.B. bezgl. lokaler Netzengpässe) keine Preissignale bestehen, können zusätzliche Steuerungsinstrumente und Anreize hingegen entsprechende Effizienzgewinne generieren.

3.4 Erforderliche Systemumstellung

Änderungen im Strommarkt- und Förderinstrumentendesign bringen Veränderungen für die Marktteilnehmer mit sich. Für die Effektivität eines Förderinstruments ist von zentraler Bedeutung, dass Marktteilnehmer (v.a. Projektentwickler, Finanzierer, Betreiber) in der Lage sind, sich auf diese Änderungen einzustellen. Es wird daher im Folgenden auch betrachtet, welches Maß an Systemumstellung für die Einführung des untersuchten Förderinstruments erforderlich wäre.

4. Detailvorstellung der Instrumente

In diesem Kapitel werden die eingangs genannten CfD-Varianten sowie der Status Quo der gleitenden Marktprämie vorgestellt und knapp diskutiert. Dabei kann zwischen produktionsabhängigen und produktionsunabhängigen Modellen unterschieden werden. Bei den produktionsabhängigen Varianten (4.1-4.4) wird die (positive oder negative) Prämie in Abhängigkeit der tatsächlichen Produktion einer Anlage gezahlt. Dies geht jedoch je nach Ausgestaltung mit einer gewissen Verzerrung der Marktpreissignale einher (s.u.). Im Rahmen der produktionsunabhängigen Prämienzahlung (4.5-4.6) wird die (positive oder negative) Prämie mit Bezug auf eine Referenzanlage oder Referenzgruppe gezahlt und somit unabhängig von der tatsächlichen Produktion der geförderten Anlage, wodurch die o.g. Ineffizienzen vermieden werden, sich aber andere Herausforderungen stellen.

4.1 Gleitende Marktprämie (gMP - Status quo)

4.1.1 Funktionsweise

Bei der gleitenden Marktprämie vermarkten die Anlagenbetreiber den erneuerbaren Strom direkt am Strommarkt und erhalten pro eingespeister kWh eine Prämie, deren Höhe variabel und vom anzulegenden Wert und dem Referenzmarktpreis abhängig ist.

$$\text{Zahlung_MP}_t = (\text{Anzulegender Wert} - \text{Referenzmarktpreis}_{\text{Zeithorizont}}) \times \text{Stromerzeugung}_t$$

Die realen Einkünfte aus der gleitenden Marktprämie setzen sich dann aus der berechneten Prämie, multipliziert mit dem eingespeisten Volumen, und der im Referenzzeitraum erzielten Marktwerte der Anlage zusammen. Dabei werden im aktuellen deutschen Modell die Prämien von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Gleichzeitig vermarktet ein Direktvermarkter den erneuerbaren Strom an der Börse und zahlt den durchschnittlichen Marktwert an die Anlagenbetreiber aus. Markterlöse nach oben sind in der einseitigen gleitenden Marktprämie nicht grundsätzlich gedeckelt, bzw. werden grundsätzlich nicht abgeschöpft. Aufgrund der Strompreisentwicklung des letzten Jahres wurde jedoch im Kontext der Strompreisbremse vorübergehend eine Erlösabschöpfung eingeführt.

In Zeiten negativer Preise wird keine Förderung ausbezahlt (2023 bei 4 aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise, 2024 und 2025 bei 3 Stunden, 2026 bei 2 Stunden und 2027 bei einer Stunde negativer Preise¹). Allerdings werden die Stunden negativer Preise an die Gesamtförderdauer angehängt.

Zu klären wäre, ob und in welcher Ausgestaltung – bspw. aufgrund beihilferechtlicher Vorgaben – ggfs. zukünftig eine Erlösabschöpfung für den Fall hoher Marktpreise eingeführt wird (nicht nur für Bestandsanlagen, wie bisher im Rahmen der Strompreisbremse, sondern auch für Neuanlagen). Eine solche Erlösabschöpfung kann je nach Ausgestaltung wiederum auch die unten diskutierte Wirkung beeinflussen und de facto ein neues Instrument konstituieren.

4.1.2 Wirkung

Risikoabsicherung

Die gleitende Prämie bietet einen ähnlichen Grad an Preisabsicherung wie ein CfD, sofern der anzulegende Wert über den Stromgestehungskosten liegt. Im Falle von ausreichendem Wettbewerb in den Ausschreibungen zur Ermittlung der gleitenden Marktprämie kann allerdings die Situation eintreten, dass Bieter Gebote mit anzulegenden Werten unterhalb ihrer Stromgestehungskosten abgeben (bekanntestes Beispiel sind die Null-Cent-Gebote in Offshore-Ausschreibungen), weil sie erwartete, aber

¹ Die geringere Anzahl von Stunden mit negativen Preisen gilt nur für Neuanlagen unter dem EEG 2023.

unsichere Markterlöse oberhalb des anzulegenden Wertes einpreisen. In diesen Fällen bietet die gleitende Marktprämie also nur eine partielle (oder im Falle von Null-Cent-Geboten gar keine) Absicherung des Marktpreisrisikos, wobei die Absicherung der unsicheren Erlöse ggf. marktlich erfolgen kann. Es besteht zudem die Flexibilität, je nach Marktwertentwicklung in die nichtgeförderte Direktvermarktung zu wechseln. So können beispielsweise übergangsweise PPAs abgeschlossen werden.²

Die gleitende Marktprämie ermöglicht zudem den Ausgleich zusätzlicher Kosten (z.B. steigende Direktvermarktungs- und Refinanzierungskosten) durch Mehrerlöse, jedoch nur, insoweit die zusätzlichen Kosten mit dem Marktpreis korreliert sind.

Die gleitende Marktprämie sichert weder das Wetterrisiko ab (das bislang jedoch nicht als signifikantes Risiko von Stakeholdern betont wurde), noch das Risiko negativer Preise (das bei stufenweiser Abschaffung der Förderzahlung in Zeiten negativer Preise relevanter wird, s.u.). Das bedeutet, in der gleitenden Marktprämie besteht ein relevantes Mengenrisiko fort, gegen das sich Anlagenbetreiber (in Abhängigkeit der Kostenentwicklung für Speicher) nicht bzw. nur sehr begrenzt absichern können (Klumpenrisiken) und das sich insb. mit Blick auf negative Preise negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Investitionen auswirken kann.

Ein wichtiger Parameter für das Maß an Risikoabsicherung ist die Definition der Referenzperiode: Je länger die Referenzperiode, desto mehr Risiken werden auf die Anlagenbetreiber übertragen (s. Marktintegration). Das Abweichungsrisiko zum Referenzmarktwert (Basisrisiko) ist jedoch generell geringer als bei einem CfD, zumindest wenn keine strikte Erlösabschöpfung stattfindet.

Marktintegration

Der Grad der Marktintegration bei der gleitenden Marktprämie ist insbesondere von der Definition der Referenzperiode abhängig und ist gegenläufig zum Grad der Risikoabsicherung. Während eine stündliche Referenzprämie quasi keine Anreize für die Marktintegration setzt (außer bei negativen Preisen abzuregeln), führt eine monatliche Referenzperiode dazu, dass Anlagenbetreiber bei monatlichen Referenzperioden kurzfristigen Marktpreisschwankungen ausgesetzt sind. Im Falle einer jährlichen Referenzperiode sind Anlagenbetreiber zusätzlich saisonalen Preisunterschieden ausgesetzt. Eine Exposition gegenüber langfristigen Marktpreisrisiken besteht dahingegen nicht. Das EEG 2023 sieht für Neuanlagen – mit Zuschlag nach dem 01.01.2023 – eine jährliche Referenzperiode bei der Berechnung der gleitenden Marktprämie vor.

Die gleitende Marktprämie führt (wie jede produktionsabhängige Förderung) zu einer gewissen Verzerrung des Marktpreissignals im Day-Ahead-Markt. Wenn Förderung in Zeiten negativer Preise gezahlt wird, haben EE-Anlagen den Anreiz, bis zu negativen Preisen einzuspeisen, die der Prämienzahlung in der jeweiligen Stunde (abzüglich Betriebskosten) entsprechen. Aus diesem Grund werden im EEG-Förderzahlungen in Zeiten negativer Preise schrittweise abgeschafft (s.o.). Das überwindet die genannten Verzerrungen im Day-Ahead-Markt, bedeutet zugleich aber ein gestiegenes Mengenrisiko.

Zusätzlich kann es in der gleitenden Marktprämie zu Verzerrungen zwischen Day-Ahead und Intraday-Märkten kommen. In Zeiten, in denen Förderzahlungen getätigt werden, ziehen EE-Produzenten diese von ihren optimalen Intraday-Geboten ab und können dadurch unter ihren variablen Kosten bieten. In Niedrigpreisphasen kann dies zu weiteren Preissenkungen im Intraday-Markt führen.

Systemumstellung

Da die gleitende Marktprämie dem Status Quo entspricht, ist grundsätzlich keine Systemumstellung notwendig. Die Frage, ob und in welcher Ausgestaltung eine Erlösabschöpfung erneut eingeführt wird, beeinflusst den Aspekt der Systemumstellung jedoch deutlich.

² Das Angebot der PPAs mit kurzer Laufzeit im Rahmen der sDV ist grundsätzlich eher in Hochpreisphasen gegeben, in denen keine Förderzahlung notwendig ist (siehe auch PPA-Box in Kapitel 3).

4.1.3 Weitere Herausforderungen

Eine grundsätzliche Herausforderung der einseitigen Marktprämie liegt in der asymmetrischen Kosten-Nutzen-Verteilung zwischen Staat bzw. Gesellschaft und EE-Produzenten: Förderkosten werden vergesellschaftet, Gewinne jenseits des abgesicherten Preisniveaus jedoch nicht (jedoch können solche nicht abgesicherten Gewinne in die Gebote eingepreist werden und dadurch ggf. die Gebotspreise senken). Die Asymmetrie der gleitenden Marktprämie führt dazu, dass EE-Betreiber keine Anreize (neben Größenrestriktionen im PV-Bereich) haben, eine langfristige marktbasierende Risikoabsicherung außerhalb von Ausschreibungen zu nutzen, da sie innerhalb der Förderung uneingeschränkt von steigenden Marktpreisen profitieren und auch bei sinkenden Marktpreisen durch einen kurzfristigen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung ihre Erträge mittels kurzfristiger PPA fixieren können. Vor diesem Hintergrund wurde im Zuge der Umsetzung der Notfallverordnung (EU) 2022/1854 befristet die Abschöpfung von sogenannten Zufallsgewinnen eingeführt. Das bestehende Modell der Gewinnabschöpfung ähnelt letztlich einem Cap-and-Floor Modell (siehe unten), bei dem der Cap (Obergrenze) staatlich fixiert wird und auf den Floor (Untergrenze) im Rahmen des Marktprämienmodells von Anlagenbetreibern geboten wird.

4.2 CfD mit stündlichem Referenzmarktpreis

4.2.1 Funktionsweise

Bei einem CfD mit stündlicher Referenzperiode wird Förderung ausgezahlt, wenn der stündliche Referenzmarktpreis unter dem anzulegenden Wert liegt. Wenn der stündliche Referenzmarktpreis höher ist als der anzulegende Wert, besteht eine Rückzahlungsverpflichtung des Produzenten an den Staat.

$$\text{Zahlung_CfD}_t = (\text{Anzulegender Wert} - \text{Referenzmarktpreis}_{\text{Stündlich}}) \times \text{Stromerzeugung}_t$$

Somit ist der CfD mit stündlicher Referenzperiode mit Blick auf die Erlössicherheit dem festen Einspeisetarif sehr ähnlich, da es im Prinzip keine Abweichungen zwischen Referenzmarktpreis und technologiespezifischen Marktwerten gibt. Aufgrund der Rückzahlungsverpflichtung dürfte (wie bei allen anderen CfD-Modellen) ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nicht ermöglicht werden (bzw. nur in eng eingeschränkten Sonderfällen).

4.2.2 Wirkung

Risikoabsicherung

Ein CfD mit stündlicher Referenzperiode sichert Anlagenbetreiber gegen kurz-, mittel- und langfristige Preisrisiken ab, damit wird das Preisrisiko komplett vom Staat übernommen. Der stündliche CfD ist somit grundsätzlich mit einem hohen Maß an Investitionssicherheit verbunden. Der CfD mit stündlicher Referenzperiode ermöglicht im Grundsatz keine Zusatzgewinne, die nicht im Rahmen des Gebotes für den anzulegenden Wert bereits eingepreist sind, und ist insofern nicht in der Lage, etwaige unerwartete Steigerungen der Vermarktungs- oder Refinanzierungskosten aufzufangen.³ Es wird zudem keine Absicherung gegen Mengenrisiken (Wetterrisiken und Zeiten negativer Preise) geleistet (insofern auch hier von der stufenweisen Abschaffung der Förderzahlung in Zeiten negativer Preise ausgegangen wird), was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirken kann. Es besteht in diesem Instrument kein relevantes Basisrisiko und wegen der stündlichen Festlegung der Förderzahlung bzw. Rückzahlungsverpflichtung besteht auch kein ggü. dem Status-Quo erhöhtes Liquiditätsrisiko.

³ Die gleitende Marktprämie ermöglicht den Ausgleich zusätzlicher Kosten ebenfalls nur, insoweit die zusätzlichen Kosten mit dem Marktpreis korreliert sind.

Marktintegration

Aufgrund der für die Anlagenbetreiber konstanten Einnahmen aus Marktprämie und Marktwerten, die dem Referenzmarktpreis entsprechen, bestehen kaum Anreize für die Marktintegration. So können z.B. Wartungsintervalle in Hochpreisphasen gelegt werden, weil sich die Erlösstruktur für den Betreiber im Vergleich zu Niedrigpreisphasen nicht ändert.

Systemumstellung

Die Systemumstellung auf den stündlichen CfD würde wahrscheinlich mit geringen Marktanpassungen einhergehen. Es würde die Umstellung auf ein System mit stündlicher Referenzperiode im Gegensatz zur jährlichen Referenzperiode beim Status-quo bedeuten. D.h. ein gewisser Anpassungsbedarf besteht hinsichtlich der Gebots- und Finanzierungsstruktur bei Betreibern und Investoren, da zum einen Rückzahlungen fällig werden können und zum anderen Prognoserisiken entfallen. Diese CfD-Variante weist aber eine geringe Komplexität auf und wäre somit für Kapitalgeber und Vermarkter einfach zu adaptieren.

4.2.3 Weitere Herausforderung

Stündliche CfD-Modelle wurden in vielen Staaten erprobt, so dass keine weiteren Herausforderungen bei der Implementierung zu erwarten sind. Der Rückschritt in Sachen Marktintegration würde sich aber entsprechend auf den Markt auswirken (z.B. Einschränkung der Rolle von Direktvermarktern).

4.3 CfD mit jährlichem Referenzmarktpreis und dynamischer Rückzahlungsanpassung

4.3.1 Funktionsweise

Ein CfD-System mit einer jährlichen Referenzperiode funktioniert bezüglich der Rückzahlungsverpflichtung ähnlich wie ein stündlicher CfD und bezüglich der Berechnung des Referenzmarktpreises wie die jährliche gleitende Marktprämie. Die Prämienzahlung oder Rückzahlungsverpflichtung wird jährlich ermittelt, indem als Referenzpreis nicht der stündliche Day-Ahead-Preis, sondern dessen jährlicher Durchschnitt angelegt wird.

Wie bei der jährlichen gleitenden Marktprämie erhalten Anlagenbetreiber eine Prämie, deren Höhe variabel und vom anzulegenden Wert und dem jährlichen Referenzmarktpreis abhängig ist. Der jährliche Referenzmarktpreis kann sich auf das vergangene oder das laufende Jahr beziehen (und im letzten Fall am Jahresende abgerechnet werden). Liegt der jährliche Referenzmarktpreis unter dem anzulegenden Wert, erhalten die Produzenten die Differenz je eingespeister kWh. Liegt der jährliche Referenzmarktpreis jedoch über dem anzulegenden Wert, müssen die Produzenten die Differenz je eingespeister kWh an den Staat zahlen. Grundsätzlich sorgt der jährliche Referenzmarktwert dafür, dass sich Produzenten mit Blick auf saisonale, monatliche und kurzfristige Preissignale in den Markt integrieren.

In diesem Modell entstehen jedoch Fehlanreize, die zu einem ineffizienten Dispatch führen können. Diese Fehlanreize entstehen in Zeiten, in denen der Börsenstrompreis zwar positiv ist, der Anlagenbetreiber jedoch eine Zahlung an den Staat leisten muss. Wenn der Wert der negativen Prämie höher ist als der aktuelle Börsenstrompreis, hat der Anlagenbetreiber trotz positiver Preise einen Anreiz, die Anlage abzuregeln, um keine Netto-Verluste zu machen.

Um diesen Effekt zu lindern, kann der jährliche CfD mit einer dynamischen Rückzahlung kombiniert werden. In Stunden mit hinreichend niedrigen positiven Preisen, in denen ein Anreiz zur Abregelung bestünde, wird die Rückzahlung so weit begrenzt, dass weiterhin ein Anreiz zur Einspeisung besteht. Hierfür wird ein Mindestabrechnungspreis bestimmt, bis zu dem der Anlagenbetreiber einen Anreiz hat, Strom weiterhin einzuspeisen. Dieser Mindestabrechnungspreis entspricht den geschätzten Grenzbetriebskosten, d.h. den erwarteten Direktvermarktungskosten zuzüglich einer Marge.

4.3.2 Wirkung

Risikoabsicherung

Der Grad der Risikoabsicherung ist wie in der gleitenden Marktprämie im Wesentlichen durch die Definition der Referenzperiode gegeben. Ein CfD mit jährlicher Referenzperiode überträgt (analog zur gleitenden Marktprämie) neben dem kurzfristigen auch saisonale bzw. mittelfristige Preisrisiken auf die Anlagenbetreiber, während der Staat langfristige Preisrisiken absichert.⁴ Die mögliche Abweichung vom Referenzmarktwert ist das Basisrisiko. Dieses ist symmetrisch, da positiv und negativ vom Referenzmarktwert abgewichen werden kann. Anders als in der gleitenden Marktprämie kommt es (außer bei Fehlern in der Ausgestaltung der Rückzahlungsverpflichtung) nicht dazu, dass unsichere Erlöse im Gebot berücksichtigt werden. Gegenüber diesen Fällen ist das Erlösrisiko im CfD mit jährlicher Referenzperiode also geringer als in der gleitenden Marktprämie. Mengenrisiken sind nicht abgesichert (weder Wetterrisiko noch das Risiko negativer Preise) was sich wie bei der gleitenden Marktprämie und dem CfD mit stündlicher Referenzperiode negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirken kann. Ein Liquiditätsrisiko kann in begrenztem Umfang entstehen, wenn hohe Rückzahlungen bei der Jahresendabrechnung fällig sind.

Marktintegration

Durch die Wahl eines Referenzzeitraums von einem Jahr schafft das Modell einen Anreiz, die Strommarkterlöse der EE-Anlage innerhalb dieses Zeitintervalls ggü. dem Referenzmarktwert z.B. durch entsprechende Wartungsplanung oder Anlagenauslegung zu optimieren und dadurch die Erlöse zu steigern. In diesem Umfang entstehen entsprechende Anreize für die Marktintegration. Allerdings wird das Marktpreissignal durch die positive od. negative Prämienzahlung verzerrt.

Fehlanreize im Day-Ahead-Markt, die zur Abregelung der Anlage bei positiven Preisen führen können, werden in dem Modell wie oben beschrieben durch die Dynamisierung der Rückzahlung weitgehend beseitigt. Auf dem Intraday-Markt bleiben diese aber nach wie vor bestehen. Neben den schon bei der gleitenden Marktprämie beschriebenen preissenkenden Effekten bei positiver Marktprämie kann es in Zeiten negativer Marktprämien Anreize geben, die negative Prämie zu vermeiden. Das ist möglich, wenn Strompreise am Intraday-Handel unterhalb des Wertes der negativen Prämie fallen. In dem Fall kann der Betreiber seine Lieferverpflichtung aus dem Day-Ahead-Markt durch Gegenhandel im Intraday-Markt ausgleichen und die Einspeisung vermeiden. Wie häufig diese Situation auftreten könnte und wie relevant die daraus resultierenden Verzerrungen sind, müsste weiter untersucht werden.

Systemumstellung

Für eine Systemumstellung auf den jährlichen CfD würden, abgesehen von der administrativen Umsetzung der dynamischen Rückzahlungen, nur wenige systemische Anpassungen notwendig sein. Ein gewisser Anpassungsbedarf besteht hinsichtlich der Gebots- und Finanzierungsstruktur bei Betreibern und Investoren, da zum einen Rückzahlungen fällig werden können und zum anderen Prognoserisiken entfallen.

4.3.3 Weitere Herausforderungen

Eine weitere Herausforderung würde die konkrete Festlegung und administrative Umsetzung des Mindestabrechnungspreises sein.

⁴ Bei einem monatlichen Referenzmarktwert entfällt für EE-Produzenten zudem das saisonale Preisrisiko.

4.4 CfD mit Marktwertkorridor oder als Cap-and-Floor System

4.4.1 Funktionsweise

Die anzulegenden Werte in CfD-Systemen können entweder auf einem Niveau fixiert sein (klassischer CfD) oder in Kombination mit einem Marktwertkorridor ausgestaltet werden. Hier sind drei grundlegende Ansätze denkbar:

- Der anzulegende Wert bzw. der Zuschlagspreis bildet den Ausgangspunkt für einen administrativ bestimmten symmetrischen Korridor von z.B. +/- 10 EUR/MWh (alternativ +/- 10%).
- Der anzulegende Wert wird als die Untergrenze festgelegt (floor) und die Erlösobergrenze (cap) fix auf den jeweiligen anzulegenden Wert addiert oder prozentual festgelegt.
- Der anzulegende Wert wird als die Untergrenze festgelegt (floor) und die Erlösobergrenze (cap) unabhängig vom Gebot für alle Anlagen (ggf. der Ausschreibungsrunde) festgelegt.

Bewegt sich der Marktwert in der zugrunde gelegten Referenzperiode (z.B. ein Jahr) innerhalb des Korridors, wird keine Förderung (positive Prämie) und keine Rückzahlung (negative Prämie) fällig. Liegt der Marktwert in der Referenzperiode unterhalb des Korridors, wird eine Förderung ausgezahlt, die der heutigen gleitenden Marktprämie gleicht. Liegt der Marktwert in der Referenzperiode hingegen oberhalb des Korridors, wird eine Rückzahlung fällig. Die Rückzahlung / Prämie wird dann jeweils als Differenz zwischen Marktwert und Cap / Floor bestimmt.

4.4.2 Wirkung

Risikoabsicherung

Im Vergleich zum CfD mit fixem anzulegendem Wert erhöht ein CfD mit Marktwertkorridor oder Cap-and-Floor die Exposition des Anlagenbetreibers gegenüber dem kurz-, mittel- und langfristigen Marktpreisrisiko. Der Bieter wird folglich innerhalb des Korridors umfassender den Marktpreisrisiken ausgesetzt. Somit entstehen durch die zusätzliche Marktpreisexposition für den Anlagenbetreiber zusätzliche Preisrisiken, die sich in steigenden Kapitalkosten niederschlagen, sofern der Floor-Preis unterhalb der LCOE liegt. Zur Erläuterung: Fremdkapital wird typischerweise nur für die gesicherten Erlöse (d.h. mit Blick auf den Floor-Preis) bereitgestellt. In dem Maß, in dem der Anteil unsicherer Erlöse steigt, steigen auch die – im Vergleich zum Fremdkapital teureren – Eigenkapitalanforderungen und somit die gesamten Finanzierungskosten eines Projektes. Der Effekt ist vergleichbar mit der gleitenden Marktprämie für den Fall, dass dort unterhalb der LCOE geboten wird. Allerdings lassen sich die Erlöse innerhalb des Marktwertkorridors schlechter marktlich absichern, da ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung bzw. den PPA-Markt nicht möglich ist (Doppelvermarktungsverbot).

Ein CfD mit Marktwertkorridor sichert keine Mengenrisiken ab (Wetterrisiko oder Risiko negativer Preise). Ein Basisrisiko entsteht wie bei anderen produktionsabhängigen Förderinstrumenten durch die jährliche Referenzperiode. Das Liquiditätsrisiko ist in dem Instrument begrenzt, da es seltener als in einem fixen CfD zu Rückzahlungen kommt.

Marktintegration

Durch die jährliche Referenzperiode besteht ein Anreiz, sich kurz- und mittelfristig in den Markt zu integrieren. Ineffizienzen im Dispatch können sich im Grundsatz wie im CfD mit jährlicher Referenzperiode ergeben. Sie könnten mit Blick auf die Verzerrungen im Day-Ahead-Markt aber ebenfalls durch eine dynamische Anpassung der Rückzahlung vermieden werden. Verzerrungen zwischen Day-Ahead- und Intraday-Märkten würden fortbestehen (allerdings wären auch hier tatsächlicher Umfang und Signifikanz des Problems weiter zu untersuchen).

Systemumstellung

Ein CfD mit Cap and Floor würde nur eine geringe Systemumstellung bedeuten, aber ein verändertes Gebotsverhalten nach sich ziehen. Akteure bzw. Projekte, die unsichere Erlöse in ihre Gebote einpreisen und unter ihren LCOE bieten können, wären im Vorteil. Für Akteure und Projekte, die den Eigenkapitalanteil und damit den Anteil unsicherer Erlöse geringhalten (müssen), würde der CfD mit Cap und Floor einen Wettbewerbsnachteil bedeuten, da sie nur die Preisuntergrenze absichern könnten und die möglichen höheren Erlöse im Marktwertkorridor nicht in ihr Gebot einpreisen können.

4.4.3 Weitere Herausforderungen

Falls der CfD mit Marktwertkorridor wie beim CfD mit jährlicher Referenzperiode mit einer dynamischen Anpassung der Rückzahlung kombiniert werden sollte, wäre dessen Definition und administrative Umsetzung hier ebenfalls eine weitere Herausforderung.

4.5 Capability-based CfD

4.5.1 Funktionsweise

Ein Ansatz, der von Elia (2022, unveröffentlicht⁵) vorgeschlagen wird, sieht vor, dass Förderzahlungen (und entsprechende Rückzahlungen) von der tatsächlichen Produktion einer Anlage abgekoppelt werden und sich stattdessen auf das Produktionspotenzial der Anlage stützen.

$$\text{Zahlung}_t = (\text{anzulegender Wert} - \text{Referenzpreis}_{\text{Stündlich}}) \times \text{Produktionspotenzial}_{\text{Stündlich}}$$

Die Zahlung ergibt sich dabei aus dem anzulegenden Wert (d.h. dem Gebot) abzüglich dem Referenzmarktpreis, der den stündlichen Spotmarktpreisen entspricht. Der sich ergebende Wert wird nicht mit der tatsächlichen Produktion der Anlage multipliziert, sondern mit dem Produktionspotenzial in der jeweiligen Stunde. Die Definition des Produktionspotenzials der Anlage ist somit von besonderer Bedeutung für den erzielbaren Ertrag der Betreiber und muss daher mit besonderer Sorgfalt festgelegt werden.

Mit dem Produktionspotenzial soll anlagenspezifisch die theoretisch erzielbare Erzeugung berechnet werden. Hierfür sind Anlagenkapazität sowie die spezifischen meteorologischen, topographischen und technischen Gegebenheiten einzubeziehen. Unter normalen Betriebsbedingungen soll das Produktionspotenzial annähernd der realen Einspeisung entsprechen. Abweichungen zwischen dem Produktionspotenzial und der realen Einspeisung entstehen insbesondere dann, wenn die Anlage abgeregelt wird (wobei netzseitige Abregelungen entschädigt werden) oder aufgrund von Wartung oder Defekt außer Betrieb ist.

Geeignete Berechnungsmethoden ergeben sich laut Elia aus der Methodik zur Bestimmung der Ausfallarbeit. In Deutschland existieren hierfür verschiedene Verfahren mit unterschiedlicher Güte. Bei der genauesten Methode, der so genannten Spitzabrechnung, wird auf an der Anlage gemessene Wetterdaten zurückgegriffen (Windgeschwindigkeit oder Sonneneinstrahlung) und anhand einer Leistungskennlinie das Produktionspotential bestimmt. Die vereinfachte Spitzabrechnung erlaubt anstatt anlagenspezifischer Werte die Nutzung von Referenzmesswerten anderer baugleicher Anlagen oder Wetterdaten in der Nähe der Anlage.

4.5.2 Wirkung

Risikoabsicherung

Der CbCfD sichert genauso wie andere CfD gegen kurz-, mittel- und langfristige Preisrisiken ab. Das Mengenrisiko ist nicht mit Blick auf Wetterrisiken abgesichert, wohl aber in Bezug auf negative Preise,

⁵ Darstellung basiert teilweise auf einem unveröffentlichten Papier von Elia, teilweise auf Schlecht et al. 2023

da die Zahlung an die Anlage unabhängig vom Auftreten negativer Preise und von der Einspeisung stattfindet.

Durch die Abhängigkeit von einer Referenzerzeugung steigt im Vergleich zu erzeugungsabhängigen CfD-Modellen das Basisrisiko, negativ von dem Produktionspotenzial abzuweichen (ein solches Basis-Risiko besteht auch bei einem jährlichen CfD). Eine solche Abweichung kann dazu führen, dass in Hochpreisphasen (mit Rückzahlung) bei geringerer (oder gar ausbleibender) Produktion für die potenzielle Einspeisung Rückzahlungen fällig werden. Durch die Möglichkeit von Rückzahlungsverpflichtungen bei Produktionsausfall entsteht ein ggf. erhebliches Liquiditätsrisiko. Insgesamt ist das Abweichungsrisiko allerdings symmetrisch, d.h. es kann auch der Fall eintreten, dass ein Produktionsausfall in Zeiträumen mit Förderzahlung auftritt und die Anlage trotz Ausfall Förderzahlungen bekommt. Da das Produktionspotenzial anlagenspezifisch bestimmt wird, ist die Abweichungsgefahr abgesehen von Anlagenausfällen eher gering, sofern sich das anlagenspezifische Produktionspotenzial belastbar ermitteln lässt.

Marktintegration

Durch die Nutzung des Produktionspotenzials beim CbCfD sind die Einnahmen/Rückzahlungen durch das Förderregime von den real am Markt abgesetzten Strommengen abgekoppelt. Hierdurch entfällt für den Betreiber die Möglichkeit, durch strategisches Verhalten auf Förderzahlungen Einfluss zu nehmen, sodass Dispatch-Verzerrungen vermieden werden. Weder lohnt es sich, bei negativen Preisen einzuspeisen, noch bei positiven Preisen und negativer Marktprämie abzuregeln. Da die Förderzahlungen nicht von der realen Einspeisung abhängen, hat der Betreiber den Anreiz, seinen Dispatch allein auf das Marktpreissignal zu optimieren. Dies führt zu einer systemdienlichen Fahrweise der Anlagen und reduziert insgesamt die Systemkosten. Da sich der Ansatz auf das Produktionspotenzial einer spezifischen Anlage stützt, können keine Anreize hinsichtlich der Standortwahl und dem Anlagen-design durch die Referenz erzeugt werden. Das Preissignal für den Investitions- und Reinvestitions-horizont ist also gedämpft. Dies ist bei der gleitenden Marktprämie anders, da hier Anlagenbetreiber mit ihrer Investitionsentscheidung die Möglichkeit haben, sich strukturell einen Vorteil gegenüber der Referenz zu verschaffen und die Zusatzerträge nicht abgeschöpft werden.

Systemumstellung

Bei der Einführung eines CbCfD käme es für Marktakteure und den Staat im Vergleich zum Status quo zu erheblichen Umstellungen. Das beinhaltet für Bieter eine Umstellung durch neue Grundlagen der Gebotsberechnung. Zudem müsste die Potenzialbestimmung und -messung etabliert werden und würde für Produzenten und den Staat Anpassungskosten bedeuten. Um Manipulationsrisiken zu adressieren, müssten zudem robuste Prüf- und Compliance-Systeme etabliert werden. Der Aufwand für die Etablierung derartiger Systeme müsste weiter untersucht werden.

4.5.3 Weitere Herausforderungen

Da sich die Berechnung der CfD-Zahlungen ausschließlich auf das Produktionspotenzial bezieht, kommt der Berechnungsmethode des Produktionspotenzials eine besonders hohe kommerzielle Relevanz zu. Auch wenn bereits erprobte Berechnungsmethoden für das Produktionspotenzial bestehen, birgt das Modell die Gefahr, dass Betreiber versuchen, ihr Produktionspotenzial strategisch zu beeinflussen, z.B. durch die Manipulation von Windmessungen. Zudem können in der Praxis ggf. Abweichungen zwischen dem ermittelten Produktionspotenzial und der tatsächlichen Einspeisung auftreten, z.B. durch Verschattungen oder ähnliche Effekte.

Weiter zu prüfen ist entsprechend, wie das Produktionspotenzial zuverlässig ermittelt werden kann.

4.6 Financial CfD

4.6.1 Funktionsweise

Bei dem Financial CfD (FCfD) handelt es sich um ein kürzlich von Schlecht et al.⁶ vorgeschlagenes Grobkonzept. Der Vertrag des finanziellen CfDs besteht hiernach aus zwei Zahlungen zwischen einem staatlichen Akteur und einem Stromerzeuger. Der Staat zahlt dem Erzeuger eine feste stündliche (Kapazitäts-)Prämie. Im Gegenzug zahlt der Erzeuger dem Staat - anhand vorbestimmter Parameter errechnete - stündliche Spotmarkterlöse⁷. Bei diesen Einnahmen handelt es sich also nicht um die realen Erlöse der eigenen Anlage, sondern um Referenzerlöse, die anhand eines Referenzmodells berechnet werden (die genaue Ausgestaltung des Referenzmodells wurde von Schlecht et al. bisher noch offengelassen). Der stündliche Netto-Erlös der Anlage ergibt sich aus den realen Verkaufserlösen und der Differenz der Zahlungen:

Zahlung an den Stromerzeuger (Einnahme): Der Staat zahlt eine feste Stundenvergütung (X EUR/MW) an den Erzeuger, unabhängig von der Produktion oder den Preisen. Es handelt sich also um eine stündliche Kapazitätsprämie. Die Höhe der stündlichen Vergütung wird wettbewerblich in einer Ausschreibung festgelegt und wird während der Laufzeit von beispielsweise 20 Jahren nicht mehr angepasst (oder lediglich an die Inflation). Um den Vertrag für den Staat abzusichern, hinterlegt der Betreiber seine Anlage als finanzielle Sicherheit.

Zahlung an den Staat (Abgabe): Der Erzeuger zahlt die stündlichen Day-Ahead-Spotmarktpreise multipliziert mit der stündlichen Erzeugung, die sich aus dem Referenzmodell ergibt.

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

Durch die beidseitigen Zahlungen entsprechen je nach Wahl des Referenzmodells die Zahlungen an den Staat annähernd den realen Verkaufserlösen, wodurch für den Erzeuger unter dem Strich die Kapazitätzahlungen als Gewinn übrigbleiben.

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

Weichen die vorgegebenen Einnahmen des Referenzmodells von den eigenen Einnahmen ab, so ergeben sich hierdurch Mehr- oder Mindereinnahmen im Vergleich zu erzeugungsbasierten Berechnungsmodellen. Bei starken Abweichungen, wenn beispielsweise die Anlage ausfällt, können hierdurch auch insgesamt negative Zahlungsperioden entstehen. Allerdings hat der Betreiber der Anlage auch die Möglichkeit, mehr Erlöse als die Referenz zu erwirtschaften.

Die Definition des Referenzmodells ist somit ausschlaggebend für die Höhe des Netto-Erlöses des Betreibers. Das vorliegende Konzept legt das Referenzmodell bisher nicht näher fest, sondern beschreibt nur mögliche Ansätze zur Ermittlung eines Referenzanlagenpools. Hierdurch ist ein wesentlicher Aspekt des Chancen- und Risikoprofils des FCfD noch offen. Grundsätzlich ist die Charakterisierung des Referenzmodells davon abhängig, wie technologie- und standortspezifisch die Referenz gewählt ist. Eine nicht-technologie- oder standortspezifische Referenz wäre die Wahl des Base-Preises am Day-Ahead-Markt als Referenz. Sie würde für die Anlagenbetreiber ein hohes Abweichungs-, aber auch ein hohes Optimierungspotenzial gegenüber der Referenz bedeuten. Je enger die Referenz gefasst ist, desto geringer ist das Risiko aber gleichzeitig auch das Optimierungspotenzial. Konkrete Ausgestaltungsoptionen eines eng gefassten Referenzmodells wären beispielsweise reale Messwerte der Anlagen oder mathematische Modelle, die auf lokalen Wetterdaten beruhen.

⁶ Schlecht, Ingmar; Maurer, Christoph; Hirth, Lion (2023): Financial Contracts for Differences, ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, Online: <http://hdl.handle.net/10419/268370>

⁷ Im Falle von Technologien mit variablen Kosten größer als Null (z. B. Biomasse) müssten stattdessen die stündlichen Gewinne (Day-Ahead Spotpreis abzüglich Brennstoffpreis-Benchmark) ausbezahlt werden.

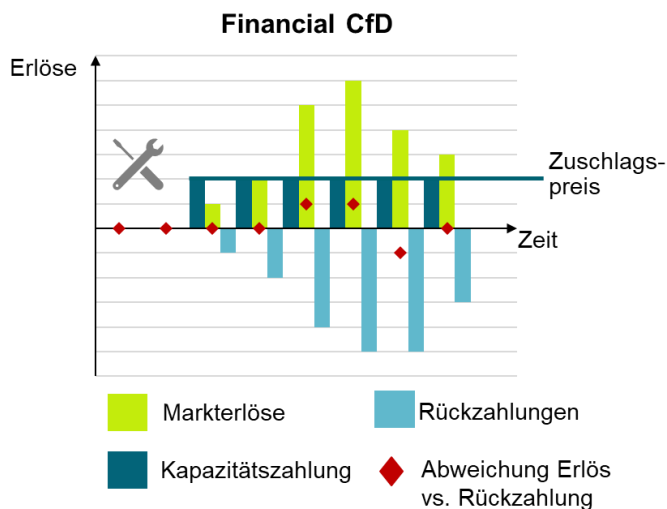


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Zahlungsflüsse in Rahmen des FCfD

4.6.2 Wirkung

Der wesentliche Unterschied zu den erzeugungsabhängigen CfDs besteht darin, dass die im Vertrag festgelegten Zahlungen unabhängig von der realen Stromerzeugung der Anlage sind, für die der Vertrag abgeschlossen wurde. Die Strompreissignale werden vollständig an die Betreiber weitergeben, wodurch ein effizienter Dispatch angereizt wird. Insofern ähnelt der FCfD dem CbCfD. Der Unterschied zum CbCfD besteht darin, dass die Vergütung vollständig kapazitätsbasiert und anlagenunspezifisch erfolgt. Der FCfD ist also zusätzlich unabhängig von wetterabhängigen Referenzmodellen. Hierdurch kann das Wetterrisiko der EE-Erzeugung weiter reduziert werden.

Risikoabsicherung

Durch die produktionsunabhängigen Kapazitätszahlungen werden nicht nur das Preisrisiko, sondern auch das Mengenrisiko abgesichert. Das Preisrisiko ist wie beim CbCfD und jährlichen CfD als gering einzuschätzen, da beim FCfD die Kapazitätszahlungen strompreisunabhängig sind und sich die Rückzahlungen weitestgehend auf dieselben Strompreise beziehen wie die Markterlöse der Anlage. Im Vergleich zur gMP und dem CfD mit Marktwertkorridor, wo Preisrisiken bezüglich unsicherer Gewinne bestehen, hat der FCfD hier klare Vorteile. Diese bestehen auch bezüglich des Mengenrisikos, da der FCfD nicht nur das Wetterrisiko, sondern auch Ausfälle infolge von Stunden mit negativen Preisen im FCfD vollständig abgesichert. Die produktionsunabhängigen Zahlungen sorgen hier für einen konstanten Zahlungsstrom, während die Rückzahlungen an den Staat in Negativpreisphasen ausgesetzt sind. Dem reduzierten Mengen- und Preisrisiko steht beim FCfD ein höheres Abweichungsrisiko von der definierten Referenz gegenüber. Dieses korreliert mit dem Strompreis und ist symmetrisch. So sind durch die fortwährende Rückzahlungsverpflichtung Produktionsausfälle in Hochpreisphasen besonders teuer und führen mitunter zu einem erheblichen Liquiditätsrisiko. Allerdings können Produktionsausfälle ebenso in einer Phase mit besonders niedrigen Preisen auftreten, in der die Rückzahlungsverpflichtungen kleiner ausfallen als die regelmäßigen Kapazitätszahlungen, wodurch die Kosten durch Ausfälle insgesamt gleichbleiben. Wie groß das Abweichungsrisiko letztlich ist, hängt maßgeblich, wie auch schon beim CbCfD, von der Ausgestaltung des Referenzmodells ab. Referenzmodelle die breit angelegt sind, erhöhen das Abweichungsrisiko (siehe unten Kapitel „Weitere Herausforderungen“).

Marktintegration

Bezüglich des Anlagenbetriebs ergeben sich durch die Unabhängigkeit von der Produktion einer spezifischen Anlage ähnliche Marktintegrationsanreize wie beim CbCfD. Marktverzerrungen im Day-Ahead- und Intraday-Handel können somit vermieden werden und ein effizienter Dispatch wird gewährleistet. Im Gegensatz zum CbCfD können sich je nach Wahl des Referenzsystems allerdings

noch weitere Anreize hinsichtlich der Standortwahl, dem Anlagendesign und Repowering ergeben. Dies trifft zu, wenn das Referenzmodell nicht anlagenspezifisch ist, sondern sich auf einen größeren Pool von Anlagen bezieht. In diesem Fall hat der Betreiber die Möglichkeit, sich bei der (Re-)Investitionsentscheidung hinsichtlich des Referenzmodells zu optimieren. Hierdurch entstehen allerdings, wie oben gesagt, zusätzliche Abweichungsrisiken.

Bei der Wahl eines breit gefassten Referenzmodells werden Anlagenbetreiber versuchen, nur an überdurchschnittlich guten Standorten zu investieren und schlechtere (aber für die Energiewende notwendige) Standorte vermeiden. Um dies zu verhindern, müsste der FCfD, um ein Ausgleichssystem wie das Referenzertragsmodell ergänzt werden.

Systemumstellung

Von den hier diskutierten Förderinstrumenten würde der FCfD wahrscheinlich die umfangreichste Systemumstellung mit sich bringen, je nach Wahl des Referenzmodells. Die Definition des Referenzmodells ist, wie oben beschrieben, von zentraler Bedeutung, bisher aber noch nicht erfolgt. Daraus folgende Änderungen bestünden in der Anpassung der Gebotsstrategien auf die neue Fördersystematik und der Anpassung der entsprechenden Direktvermarktungsmodelle.

4.6.3 Weitere Herausforderungen

Als weitere Herausforderung ist noch zu klären, ob es sich bei FCfD um Finanzderivate handelt, wodurch diese unter entsprechende Finanzmarktregulierung fallen würden (dagegen spricht, dass es sich nicht unmittelbar um den Handel mit Finanzderivaten, sondern um Förderzahlungen handelt). Diese Frage stellt sich unabhängig von der oben angesprochenen Wirkung des FCfD, welche nicht durch die Charakterisierung als Finanzprodukt beeinflusst wird. Im Fall der Einordnung als Finanzderivat würde der Einsatz dieses Förderinstruments jedoch massiv erschwert werden, insbesondere für kleinere Akteure. Des Weiteren müssen finanzielle Future-Produkte mit einer Sicherheit (Collateral) hinterlegt werden. Bei gewöhnlichen Future-Produkten wird als Sicherheit nur liquides Kapital akzeptiert. Dies stellt Erzeuger z.T. vor große Herausforderungen, weswegen Future-Produkte nur in begrenztem Maß im Portfolio gehalten werden können. Um diese Schwierigkeit zu umgehen, schlagen Schlecht et al. vor, Regelungen zu schaffen, welche es ermöglichen, auch die EE-Anlage selbst als Sicherheit zu hinterlegen. Auch für diesen Aspekt wäre die praktische Umsetzung zu klären.

Mischformen CfD & PPAs / CfD & gleitende Marktprämie / PPAs & gleitende Marktprämie

In der Diskussion um CfDs werden zuweilen Mischformen bzw. die Zulassung dieser gefordert.

- CfDs und PPAs könnten theoretisch gemischt werden, wenn z.B. das Doppelvermarktungsverbot aufgehoben würde. Allerdings bestünde für Teilnehmer der CfD-Ausschreibung kein Anreiz, sich zusätzlich über PPAs abzusichern. Ein PPA-Anreiz bestünde für Produzenten nur durch mögliche Zusatzerlöse (Strom- und HKN-Erlöse) im Rahmen der PPAs. Diese könnten jedoch wiederum in der Gebotsphase eingepreist werden und würden damit die Erlösabsicherung der CfDs unterwandern, weil damit unsichere Erlöse in die Gebotskalkulation einbezogen würden.
- Zudem wird für CfDs zuweilen die Beibehaltung des Rechts auf Wechsel zwischen Förderung und Vermarktung durch PPAs außerhalb der Förderung gefordert. Dadurch könnte jedoch die Rückzahlungsverpflichtung umgangen und eine zentrale Funktionsweise der CfD beschädigt werden. Außerdem könnten, wie oben angemerkt, die unsicheren Upsides aus den PPAs in die Gebote eingepreist und damit das Preisrisiko erhöht werden.
- Eine weitere Kombinationsmöglichkeit kann sich ergeben, wenn (wie im Vorschlag der EU-KOM zur Reform des Strommarktdesigns gefordert) ein Teil der Stromproduktion einer Anlage in einer CfD-Ausschreibung durch den Betreiber für die Vermarktung durch PPAs vorgehalten werden könnte. Allerdings wären in diesem Fall die Wechselwirkungen zwischen

im CfD vermarkteten Strom und dem im PPA vermarkteten Strom sowie Auswirkungen auf die Ausschreibungen weiter zu untersuchen.

- Anlagen könnten zudem (wie in Ausschreibungen in Belgien) nach Beuschlagung in der Ausschreibung erneut entscheiden, in welchem Umfang sie den Strom im Rahmen des CfDs oder durch PPAs vermarkten. Hier sind die Auswirkungen auf die Effizienz und Effektivität der Ausschreibung weiter zu untersuchen sowie die Frage, wie die Abschöpfungsmöglichkeit durch den CfD beibehalten werden kann.

5. Vergleichende Darstellung der Instrumente

Die folgende Tabelle vergleicht die oben diskutierten Instrumente überblicksartig.

| | Risikoabsicherung (Preis-, Mengen-, Basis-, Liquiditätsrisiko) | Marktintegration | Systemumstellung | Weitere Herausforderungen |
|------------------------------------|---|---|---|---|
| gleitende Marktprämie (gMP) | Hoher Grad an Preisabsicherung (außer bei Geboten unter LCOE), keine Absicherung Mengenrisiko (Wetter u. neg. Preise), kein Liquiditätsrisiko. | Ja, für Day-Ahead und saisonale Preissignale, nicht aber für langfristige Preissignale. ID-Verzerrungen möglich (aber weniger als bei CfD). Zus. Marktintegration durch Gebote unter LCOE möglich (und in dem Fall basierend auf langfristigem Preissignal). | Keine Umstellung. | Keine Gewinnabschöpfung (bzw. nur in einem separaten Instrument möglich ähnlich der aktuell auslaufenden Regelung). Kein Anreiz für marktbaasierte Risikoabsicherung. |
| CfD (stündl.) | Höchster Grad an Preisabsicherung, keine Absicherung d. Mengenrisikos (Wetter u. neg. Preise), kein Liquiditätsrisiko. | Keine / kaum Marktintegration. ID-Verzerrungen möglich. | (geringe) Umstellung durch neue Gebotsberechnung und Umstrukturierung / Beschränkung der DV-Dienstleistungen. | Keine weiteren Herausforderungen (etabliertes Instrument). |
| CfD (jährl. & dyn.) | Hoher Grad an Preisabsicherung, keine Absicherung d. Mengenrisikos (Wetter u. neg. Preise), geringes Liquiditätsrisiko (falls Rückzahlung jährlich abgerechnet). | Ja, für kurzfristige und saisonale Preissignale, nicht aber für langfristige Preissignale. DA-Verzerrung durch dyn. Rückzahlung gelöst, ID-Verzerrung weiter möglich. | Umstellung durch neue Gebotsberechnung und Umstrukturierung der DV-Dienstleistungen, Festlegung und Umsetzung der dyn. Rückzahlung. | Festlegung und Umsetzung der dynamischen Rückzahlungsanpassung (Mindestabrechnungspreis). |
| CfD (Cap&Floor) | Geringere Preisabsicherung als in anderen Modellen, keine Absicherung unsicherer Erlöstanteile über PPAs möglich, keine Absicherung d. Mengenrisikos (Wetter u. neg. Preise), geringes Liquiditätsrisiko. | Ja (wenn auf jährlichem CfD basierend), für langfristige Preissignale nur im Rahmen des Preiskorridors. DA-Verzerrung durch dyn. Rückzahlung gelöst (falls auch hier angewandt), ID-Verzerrung weiter möglich. | Geringe Umstellung im Vergleich zur gMP, aber neue Herausforderung durch nicht abgesicherte Erlöse. | Analog zu Herausforderungen des jährlichen CfD-Modells mit dynamischer Rückzahlung. |

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt (Vorhaben: Wissenschaftliches Begleitvorhaben für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Förderkennzeichen: 03MAP424). Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren. Dieses Dokument ist nicht zur Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte bestimmt.

| | Risikoabsicherung (Preis-, Mengen-, Basis-, Li- quiditätsrisiko) | Marktintegration | Systemumstellung | Weitere Herausforderungen |
|---------------------------------|--|---|--|--|
| Capability-based CfD | Sichert kurz- mittel- und lang- fristige Preisrisiken ab. Sichert Risiko negativer Preise ab, nicht aber das Wetterrisiko. Führt neues Basisrisiko ein. Li- quiditätsrisiko, durch etwaige Rückzahlungsverpflichtung bei gleichzeitigem Produktionsaus- fall. | Kurz-, mittel- und langfristige Marktintegration trotz umfas- sender Preisabsicherung gege- ben (im Gegenzug Basisrisiko). Keine DA und ID-Verzerrung. | Umfangreichere Umstellung durch neue Gebotsberech- nung, Etablierung der Potenzi- albestimmung und -Messung (für Produzenten und Staat), Robuste Audit und Compliance Systeme müssten etabliert werden. | Potenzialmessung und Mani- pulationsmöglichkeiten (bzw. deren Verhinderung). |
| Financial CfD | Preisrisiko wird so gut wie beim CbCfD abgesichert. Ne- gative Preise sowie Wetterrisi- ken sind abgesichert. Basisri- siko ist größer als beim CbCfD, da das Abweichungsrisiko mit Strompreis korreliert und sich somit ein relevantes Liquidi- tätsrisiko ergibt (bei Netto- Rückzahlung und gleichzeiti- gem Produktionsausfall). Ab- weichungsrisiko von zu definie- render Referenz abhängig. | Kurz-, mittel- und langfristige Marktintegration trotz umfas- sender Preisabsicherung gege- ben (im Gegenzug höheres Basisrisiko). Keine DA und keine ID-Verzerrung. | Umfangreiche Systemumstel- lung, Definition der Referenz erforderlich, ggf. Anpassung der Gebotsstrategien u. Direkt- vermarktungsmodelle. | Umgang mit „Collateral“, ggf. Implikationen einer Einordnung als Finanzderivat und Folgen für kleine Akteure. |

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt (Vorhaben: Wissenschaftliches Begleitvorhaben für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Förderkennzeichen: 03MAP424). Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren. Dieses Dokument ist nicht zur Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte bestimmt.

Guidehouse Germany GmbH | Hauptsitz: Albrechtstr. 10 c | 10117 Berlin | Tel. +49 30 7262 1410
Handelsregister Amtsgericht Charlottenburg | Handelsregisternr. HRB 191924 | Ust-ID-Nr. DE 316292507
Geschäftsführer: Scott McIntyre, Edward Eich, Deborah Ricci, Shamir Patel